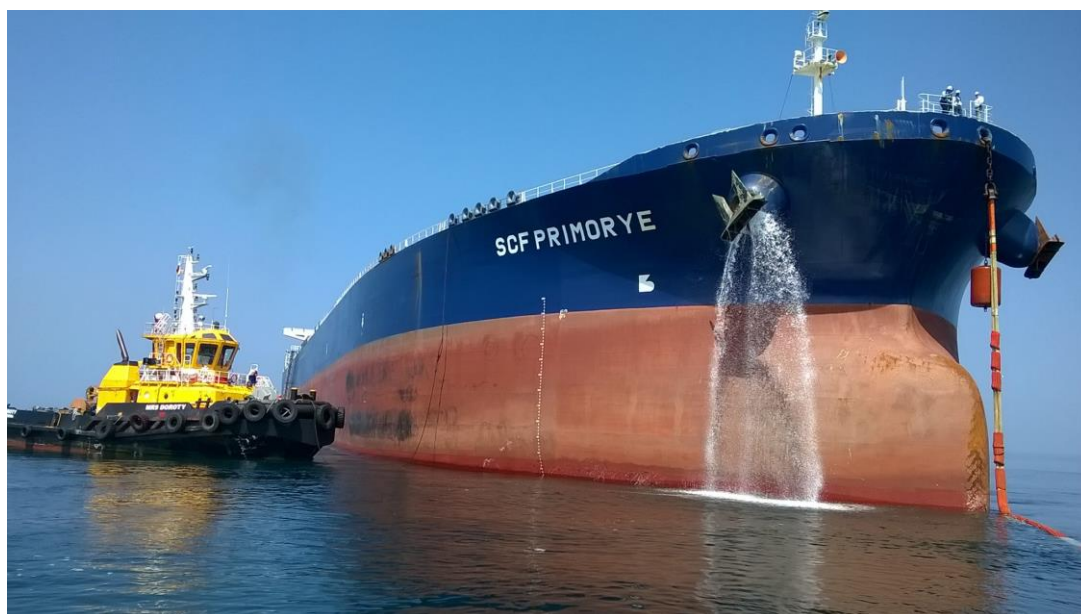


INTEGRIDAD Y METODOLOGIAS DE INSPECCION Y EVALUACION DE VIDA REMANENTE EN MONOBOYA DE CARGA Y DESCARGA DE HIDROCARBURO LIQUIDO



JUAN DAVID BARROSO RODRIGUEZ

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTA

2020

INTEGRIDAD Y METODOLOGIAS DE INSPECCION Y EVALUACION DE VIDA
REMANENTE EN MONOBOYA DE CARGA Y DESCARGA DE HIDROCARBURO
LIQUIDO

JUAN DAVID BARROSO RODRIGUEZ

Código: 202013730

MONOGRAFÍA PARA OPTAR AL TITULO DE ESPECIALISTA EN INTEGRIDAD
Y CORROSIÓN

Asesor: PhD, MSc José Aníbal Serna

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESPECIALIZACION EN INTEGRIDAD Y CORROSION

BOGOTA

2020-2

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C, diciembre 11 de 2020

La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado

DEDICATORIA

A mis padres Rodolfo Barroso y Rosalía Rodríguez por haberme dado cada oportunidad que consideraron posible para formarme como profesional, por inculcarme los valores y educación familiar que me hicieron crecer como persona y me hacen ser quien soy.

A Vanessa Herazo, por ser mi amiga, mi compañera, por ser ese motor que me mueve a ser mejor y me motiva a ser el ejemplo para él bebe que estamos esperando, por su comprensión e infinita paciencia le dedico este esfuerzo que representa la fortaleza del sentimiento que nos une.

AGRADECIMIENTOS

Estas palabras de agradecimiento están dirigidas a mis padres, a mi compañera en la vida y a mi bebe por nacer.

A mi madre, quien siempre ha estado ahí para mi con su cariño, amor y preocupación.

A mi padre, quien, desde muy temprana edad me dio, las bases para cuestionar al mundo y tratar de entenderlo desde la lectura. Siempre me dijo que podía ser lo que decidiera ser y eso me permitió ver más allá en las circunstancias más difíciles.

A mi pareja y compañera de vida, que cada día que compartimos me apoya, me cuida y me comparte con el trabajo y el estudio.

A mi bebé, que aun sin nacer es mi mayor motivo y todas mis razones.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA	3
AGRADECIMIENTOS	4
TABLA DE CONTENIDO	5
LISTA DE TABLAS	6
LISTA DE ILUSTRACIONES	6
GLOSARIO.....	8
RESUMEN	13
INTRODUCCION.....	14
OBJETIVOS.....	15
GENERAL	15
ESPECIFICOS	15
CAPITULO I: ESTADO DEL ARTE	16
CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO.....	29
CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFIA	30
Perspectivas de la industria.....	30
Etapa 1. Investigación y análisis de la información de diseño	33
Información obtenida de diseño y construcción	33
Etapa 2: Plan de inspección, pruebas y metodologías de ensayos	34
Inspección visual general	35
Sistema de amarre	35
Sistema de transferencia de producto	38
Estructura de la boya	39
Etapa 3: Identificación de amenazas y evaluación de riesgos	41
Análisis de amenazas	41
Evaluación del riesgo (matriz de riesgo).....	43
Probabilidad de falla	43
Consecuencia de falla.....	44
Etapa 4: Metodología de evaluación de extensión de vida	45

Definición de la metodología para la evaluación de extensión de vida	45
Planes de reparación, intervención y mitigación.....	49
Identificación de criterios, regulaciones y mejores prácticas (operación y mantenimiento) ...	50
CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFIA.....	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Información de diseño y construcción	34
Tabla 2. Espesores de fabricación, espesores medidos, velocidad de corrosión y vida remanente	40
Tabla 3. Amenazas generales, descripción de amenazas y fallas asociadas para la boya.....	42
Tabla 4. Matriz general de riesgos	43
Tabla 5. Categorías de riesgo	43
Tabla 6. Descripción de la probabilidad de falla.....	43
Tabla 7. Escala cualitativa de consecuencias de falla CoF	44

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Primera monoboya (SPM) construida en 1959.[3].....	16
Ilustración 2. Primera plataforma de perforación auto elevadora.[3]	17
Ilustración 3. Torrey Canyon el 18 de marzo de 1967[5].....	19
Ilustración 4. Organización jerárquica de los entes de control marítimo.....	21
Ilustración 5. SPM primera generación de ruedas y rieles (Wheel and rails).[8]....	22
Ilustración 6. SPM segunda generación, Turntable buoy.[8]	22
Ilustración 7. SPM Tercera generación Turret bouy.[8]	22

Ilustración 8. Componentes de una boya[11]	24
Ilustración 9. Swivel con juntas de expansión.[11]	26
Ilustración 10. Configuración de la araña o mesa de cadenas.[11]	26
Ilustración 11. Topes de cadena articulados y auto bloqueantes, orejeta de amarre y uni-joint con pasador de control de carga.[10].....	27
Ilustración 12. Torreta y araña.[12]	27
Ilustración 13. Rodamiento principal.[12]	28
Ilustración 14. Swivel de producto o pivote de producto.[8].....	29
Ilustración 15. Ingresos por tipo de activo del mercado de sistemas de amarre costa afuera de EE. UU. (Millones de USD)[13]	31
Ilustración 16. Vista de perfil de la monoboya bajo estudio.[14]	32
Ilustración 17. Vista en planta de la monoboya bajo estudio.[14]	33
Ilustración 18. Ubicación de los pilotes de anclaje con relación a la boya	37
Ilustración 19. Ensamble de Stopper Chain.[16]	37
Ilustración 20. Hawser[17]	38
Ilustración 21. Proceso de extensión de vida	47

GLOSARIO

ABS: American Bureau of Shipping

ALARP: Un riesgo tan bajo como sea posible (As Low As Reasonable Practicable).
Objetivo para estudios de seguridad de diseño de sistemas.

Bbl: Unidad de medida de cantidades de crudo. 1 barril = 35 galones imperiales = 159 litros = 42 galones estadounidenses.

Bbl/d: Barriles / Día. Unidad de producción de crudo por día (también b/d).

BTM: Amarre de torreta flotante (Buoyant Turret Mooring)

Un sistema de amarre de torreta des-conectable que consta de una boya de amarre des-conectable y una estructura de torreta fija ubicada en el pique de proa del petrolero. La boya de amarre se fija al fondo del mar mediante patas de anclaje de catenaria, soporta los elevadores de crudo y gas y se conecta mediante un conector estructural a la torreta fija. La torreta fija se extiende hacia arriba a través del camión cisterna, apoyada sobre un cojinete de protección contra la intemperie y contiene el cabrestante de reconexión, las líneas de flujo, los colectores de control y los pivotes de fluido ubicados sobre la cubierta principal.

El sistema está desarrollado para áreas donde los tifones, huracanes o icebergs son un peligro para la FPSO y principalmente por razones de seguridad se requiere una desconexión / reconexión rápida. Las operaciones de desconexión y reconexión se realizan desde la cisterna sin intervención externa. Cuando se desconecta, la boya de amarre se hunde hasta una flotabilidad neutra bajo el agua y el FPSO se aleja.

CAM: Amarre articulado con contrapeso (Counterweight Articulated Mooring). Una forma de amarre de torreta vertical (RTM: Riser Turret Mooring), para aguas poco profundas.

CALM: Amarre de pata de ancla de catenaria (Catenary Anchor Leg Mooring). Una boya flotante que realiza la doble función de mantener un buque cisterna amarrado en un solo punto y transfiriendo fluidos (generalmente petróleo crudo o productos refinados) mientras se permite que el barco tenga veleta. Consiste en una boya flotante circular anclada mediante múltiples patas de cadena fijadas al fondo marino mediante patas de ancla convencional o pilotes. La boya en sí es libre de moverse hacia arriba y hacia abajo, de lado y en movimientos de cabeceo y balanceo.

El petrolero está amarrado mediante cables al plato giratorio de la boya. El buque tanque se carga o descarga por medio de mangueras marinas flexibles desde la

boya hasta el colector del buque. La conexión entre la tubería dentro de la boya y la tubería submarina es por medio de mangueras flexibles.

Deep water: Aguas profundas. Mas de 300 metros de profundidad.

DP: Posicionamiento dinámico (Dynamic Positioning). Un sistema de mantenimiento de posición para unidades flotantes que utiliza propulsores para compensar las fuerzas del viento, las olas y la corriente en un modo controlado dinámico para mantener la unidad en una ubicación predeterminada y rumbo al mar.

DVN: Det Norske Veritas. Una de las muchas sociedades de clasificación.

DWT: Tonelaje de peso muerto (tonelaje de peso muerto). El peso total de carga, combustible, agua dulce, provisiones y tripulación que un barco puede transportar cuando está sumergido en su línea de carga.

FPDSO: Sistema flotante de producción, perforación, almacenamiento y descarga (Floating Production, Drilling, Storage and Offloading system). Un FPSO con capacidad para perforar, completar y reacondicionar pozos desde esta instalación. El FPDSO está diseñado para recibir y procesar el flujo de producción de varios pozos submarinos terminados y es capaz de perforar e intervenir en un pozo mientras la producción continúa fluyendo de los otros.

FPSO: Sistema flotante de almacenamiento y descarga de producción (Floating Production Storage and Offloading system).

Un FPSO es una instalación flotante instalada sobre o cerca de un campo de petróleo y / o gas en alta mar para recibir, procesar, almacenar y exportar hidrocarburos.

Consiste en un flotador, los flotadores de SBM son nuevas construcciones o buques cisterna reconvertidos, amarrados permanentemente en el sitio. La capacidad de carga del buque se utiliza como almacenamiento intermedio para el petróleo producido. Las instalaciones de proceso (superficies superiores) y el alojamiento se instalan en el flotador. La configuración de amarre puede ser del tipo de amarre extendido o un sistema de amarre de un solo punto, generalmente una torreta.

La mezcla de fluidos producidos a alta presión se entrega a las instalaciones de proceso montadas en la cubierta del petrolero, donde se separan el petróleo, el gas y el agua. El agua se descarga por la borda después del tratamiento para eliminarla de los hidrocarburos. El petróleo crudo estabilizado se almacena en los tanques de carga y posteriormente se transfiere a los buques cisterna, ya sea a través de una boya o colocándolo uno al lado del otro o en conjunto con el FPSO. El gas se utiliza para mejorar la producción de líquido mediante el levantamiento de gas y para la

producción de energía a bordo del buque. El resto se comprime y se transporta por tubería a la costa o se reinyecta para almacenaje.

Hawser: Amarre la cuerda entre un SPM y el petrolero amarrado a él. En general unos 50 metros de largo y 40 mm o más de diámetro.

HAZID/HAZOP: Identificación De Peligros/Análisis de peligros y Operabilidad (Hazard Identification/Hazard and Operability análisis). Métodos de revisión sistemática del diseño para identificar y abordar los peligros, y garantizar las medidas de seguridad necesarias para eliminar o mitigar los peligros que están incorporados en el diseño y operación de la unidad.

IMO: Organización Marítima Internacional (International Maritime Organization)

OOL: Línea de descarga de crudo. (Oil Offloading Line).

OPEC: Organización de Países Exportadores de Petróleo (Organization of the Petroleum Exporting Countries)

PLEM: Colector extremo de tubería (PipeLine End Manifold). Terminación de una tubería submarina, con válvulas, a veces con trampas para inspección ILI, y con conexiones de brida para las mangueras debajo de la boya para conectar el PLEM a la boya o al FSO o FPSO.

Risers: Tubería de acero o flexible que transfiere los fluidos del pozo desde el fondo del mar o desde el PLEM hasta la superficie (boya).

ROV: Vehículo operado de forma remota (Remote Operated Vehicle). Un robot submarino atado que ha sido diseñado para realizar tareas de instalación no tripuladas o inspección en entornos de aguas profundas.

Están unidos al recipiente de instalación mediante un cable umbilical. Las señales de energía eléctrica, video y datos se transfieren a través del cordón umbilical entre el operador y el vehículo. Las aplicaciones de alta potencia a menudo utilizarán sistemas hidráulicos además del cableado eléctrico. La mayoría de los ROV están equipados con al menos una cámara de video y luces. Comúnmente se agrega equipo adicional para expandir las capacidades del vehículo.

SBM: Amarre de una sola boya (Single buoy Mooring).

SPM: Amarre de un solo punto (Single Point Mooring). Un sistema de amarre que permite a la embarcación hacer veleta mientras carga o descarga hidrocarburos, productos químicos o agua dulce. Las dos categorías de SPM son las siguientes:

- una boya o torre de amarre de un solo punto diseñada para ser utilizada por cualquier petrolero comercial y, por lo tanto, es independiente del buque;
- un sistema, como un amarre de torreta, que se incorpora dentro de un buque como un FSO o FPSO.

Swivel: Componente mecánico (pivote) formado por una parte fija y otra giratoria, unidas por medio de un rodamiento de rodillos y una disposición de sellado, que permite el paso de fluidos entre la parte estacionaria y la parte de veleta de un sistema de amarre de un solo punto.

Swivel Stack: Una disposición de varios pivotes individuales apilados uno encima del otro para permitir en un FPSO de velero la transferencia continua de fluidos, gases, controles y energía entre los elevadores y las instalaciones de proceso en la plataforma FPSO.

TLP: plataforma de pierna de tensión (Tension Leg Platform). Una plataforma de producción flotante posicionada y estabilizada por al menos tres tendones verticales separados anclados al lecho marino. Los tendones se tensan utilizando la flotabilidad del casco submarino de la plataforma.

Sometida a la acción de las olas, el viento y la corriente, la plataforma se mueve lateralmente, pero permanece horizontal debido a las acciones paralelas de los tendones. El movimiento vertical (levantamiento) se elimina y, por lo tanto, la instalación es adecuada para completar la superficie de los pozos.

TLU: Unidad de Carga de Tanqueros (Tanker Loading Unit)

Turret Mooring: Amarre de torreta. El sistema de torreta está integrado o unido al casco del petrolero, en la mayoría de los casos cerca de la proa, y permite que el petrolero gire a su alrededor y tome así la línea de menor resistencia a las fuerzas combinadas del viento, las olas y la corriente.

Una pila giratoria de aceite y gas de alta presión está montada en el sistema de amarre. Esta pila giratoria es la conexión entre los elevadores desde las líneas de flujo submarinas en el lecho marino hasta las tuberías a bordo del barco. Permite que el flujo de crudo, gas y agua hacia la unidad continúe sin interrupción hacia el FPSO.

Por razones de tamaño y costo, el número de eslabones giratorios se mantiene al mínimo y, por lo tanto, el flujo de petróleo y gas debe distribuirse en el área de la torreta, particularmente cuando el sistema maneja la producción en un gran número de pozos. El amarre de la torreta y la pila giratoria de alta presión son, por lo tanto, los componentes esenciales de una FPSO.

Uni-joint: Un tipo de acoplamiento cardán utilizado para conectar dos partes (de un sistema de amarre), lo que les permite moverse en un ángulo relativo entre sí en cualquier dirección.

Upstream: Actividades relacionadas con la exploración, producción y transporte de petróleo crudo o gas. Las actividades posteriores abarcan refinación, ventas y distribución.

VLCC: Transportador de crudo muy grande (Very Large Crude Carrier Oil transportation vessel) desde 200,000 a 320,000 DWT

[1] Para todas las definiciones.

RESUMEN

Las boyas desde su creación en 1926, han demostrado ser un activo sumamente valioso para la industria, esto esta demostrado en las proyecciones de ingresos hasta 2025 en ellos mercados internacionales. Cada día se prueban y mejoran las normas, regulaciones y procedimientos para el diseño, construcción y operación de este tipo de activos, los entes involucrados en la industria encargados de las instalaciones offshore y de las embarcaciones garantizan la seguridad de las operaciones.

Atraves de la historia de han creado varios tipos de diseños de boyas, cada uno de los cuales tiene sus beneficios y limitaciones que dependen de las condiciones de cada puerto, en la actualidad las empresas que se dedican al diseño y construcción de boyas pueden personalizar sus díselos para cumplir cualquier requerimiento en particular de sus clientes.

Aun que los diseñadores y fabricantes entregan las boyas avaladas por una casa de certificación, con sus manuales de operación e instalación; sigue siendo responsabilidad de operador la gestión del riesgo y mantenimiento de la boya, se deben seguir las mejores practicas para garantizar la operación segura durante la vida de diseño del activo e incluso tener la posibilidad de extender su vida útil.

INTRODUCCION

En esta monografía se presenta la importancia que han tenido y tienen los activos offshore (Monoboyas) de carga y descarga de hidrocarburos en la historia de la industria de oil&gas, los antecedentes nos muestran como debido a estos activos evolucionó la manera en que se mueve el producto por el mundo, de una manera más eficiente y minimizando riesgos.

Se presentará la evolución en diseño, componentes y principales factores a tener en cuenta al ser diseñadas. En la actualidad el uso de las monoboyas esta extendido alrededor del mundo, pero, pocas compañías al usarlas generan planes de integridad, identificación de mecanismos de daño, amenazas y riesgos. Lo anterior, es de alta importancia para la seguridad operacional, ya que estos activos trabajan en mar abierto y su potencial de consecuencias es muy alto.

En este documento se presenta una identificación de mecanismos de daño, amenazas, creando con ellos una matriz de riesgo de la cual como resultado obtendremos una metodología de inspección. La matriz usada para la evaluación contiene criterios de riesgos aceptables, esta creada a partir de una muestra tomada de una empresa real pero no se utilizarán los mismos valores de consecuencia y probabilidad de falla.

Las monoboyas a manera general se diseñan para una vida útil de entre 10 (en condiciones más extremas) a 25 años, en el transcurso de la vida útil de estos activos es necesaria la inspección en dique seco cada 10 años para poder verificar las superficies expuestas al mar y que no son accesibles fácilmente en operación.

El mantenimiento en dique seco es esencial para mantener el activo en condiciones óptimas de trabajo, sin embargo, los entes de acreditación y certificación de activos offshore deben hacer una evaluación del activo para establecer su capacidad de operación segura, en términos de flotación. Una vez terminada la vida útil de diseño de las monoboyas, en muchas ocasiones se encuentran en condiciones de continuar operando de manera segura y en este punto se hace necesaria una inspección y un procedimiento de extensión de vida. Se presenta una propuesta de procedimiento de evaluación de extensión de vida para el activo bajo estudio con el fin de sacar provecho de las nuevas tecnologías de inspección y plantear que metodología se debe seguir en el transcurso de la vida útil de una monoboya para garantizar su operación segura y su extensión de vida.

OBJETIVOS

Esta monografía esta enfocada en la divulgación de la importancia de la creación de un plan de gestión de integridad para instalaciones offshore y sus implicaciones en la vida útil de los activos, así como, en las mejoras a la seguridad de operación, a las personas y al medio ambiente. La posibilidad de extender la vida útil de un activo offshore es atractiva desde el punto de vista económico, ya que permite el movimiento de un gran volumen de producto de manera segura desde tierra hasta los buques de transporte y viceversa.

GENERAL

Establecer el estado de integridad mecánica actual de la estructura de la monoboya, teniendo en cuenta que está en operación desde 1982 y se tienen inspecciones periódicas de las cadenas de amarre, mangueras flexibles y la inspección con ensayos no destructivos realizada en 2019. Estudiar las condiciones de operación que han permitido su uso por treinta y ocho años; así como determinar las condiciones necesarias para que siga operando de manera segura y que regulaciones o actividades son necesarias dentro la metodología de evaluación de extensión de vida.

ESPECIFICOS

- Identificación de mecanismos de daño activos y amenazas, su eliminación, mitigación o monitoreo, tomando como partida la información contenida en los reportes de inspección.
- Creación de una matriz de riesgos, comparando los riesgos relativos de las partes más importantes de la estructura (las que permiten la flotación). Se utilizará una matriz de riesgos creada a partir de una matriz real y se modificaran los valores de probabilidad de falla y consecuencia debido a la confidencialidad.
- Generar un plan de inspección y mantenimiento, aplicado a cada parte de la monoboya según los mecanismos de daño y amenazas identificadas estableciendo las técnicas de inspección, ubicación y cubrimiento
- Proponer una metodología de evaluación de vida remanente, siguiendo la normatividad aplicable (en este caso American Bureau of Shipping), ya que fue la casa certificadora que inicialmente acredito esta monoboya.

CAPITULO I: ESTADO DEL ARTE

El CALM es el tipo de terminal de carga en alta mar más popular y ampliamente utilizado con más de 500 sistemas instalados hasta la fecha. Los CALM se han implementado en todo el mundo para una variedad de aplicaciones, profundidades de agua y tamaños de buques que van desde pequeños transportadores de productos hasta Very Large Crude Carriers (VLCC). Debido a las operaciones de atraque y desamarre seguras y fáciles, el CALM es igualmente la terminal costa afuera preferida de los capitanes de amarre y capitanes de buques tanque.[2]

La historia comienza en 1862 cuando el empresario A. F Smulders abre su propia fabrica especializada en máquinas de vapor y calderas, debido a la necesidad de una ampliación en 1905 la empresa Smulders Machine Factory compró una parcela con acceso al Mar del Norte en Schiedam, Países Bajos, y nace el astillero “Gusto”, esta nueva ubicación de la empresa se llamó “Werf Gusto”. No fue hasta 1959 que el astillero Gusto construyó la primera boya que podemos ver en la ilustración 1, la construcción de esta SPM se realizó bajo una licencia otorgada en acuerdo con Shell.



Ilustración 1. Primera monoboya (SPM) construida en 1959.[3]

La relación de Shell se desarrolló durante la producción de la primera boya CALM, lo que llevó al diseño de la primera plataforma de perforación auto elevadora, la "Seashell".



Ilustración 2. Primera plataforma de perforación auto elevadora.[3]

El mercado de sistemas SPM se desarrolla rápidamente, expandiéndose a la carga y descarga de petroleros cerca de la costa y a los campos petroleros en alta mar. Dado que estos sistemas tienen una clientela diferente que requiere tecnologías diferentes a las tecnologías estándar del astillero Gusto, se toma la decisión de crear una empresa separada para la comercialización y el desarrollo posterior de los sistemas de SPM. Se funda Single Buoy Moorings Inc. (SBM) en 1969, quienes crean la primera plataforma de perforación auto elevadora la cual se muestra en la Ilustración 2.[3]

La creación de entes internacionales que regularan las embarcaciones de transporte, carga y descarga de hidrocarburos ya había tenido lugar “En 1948, en el marco de una conferencia internacional que tuvo lugar en Ginebra, se adoptó un convenio por el que se constituyó formalmente la Organización Marítima Internacional (OMI) - llamada en aquel tiempo "Organización Consultiva Marítima Intergubernamental" (OCMI); en 1982 se cambió al nombre actual, OMI -. El Convenio constitutivo de la OMI entró en vigor en 1958 y la nueva Organización se reunió por primera vez el año siguiente.

Los objetivos de la organización, que se reseñan en el Artículo 1 a) del Convenio, son, a saber: “Depurar un sistema de cooperación entre los Gobiernos en la esfera de la reglamentación y de las practicas gubernamentales relativas a cuestiones técnicas de toda índole concernientes a la navegación comercial internacional; alentar y facilitar la adopción general de normas tan elevadas como resulte factible en cuestiones relacionadas con la seguridad marítima, la eficiencia de la navegación y la prevención y contención de la contaminación del mar ocasionada por los buques”. La Organización también está facultada para ocuparse de los asuntos administrativos y jurídicos relacionados con estos objetivos.”[4]

Existen tres (3) maneras de estar vinculado a la OMI y son las siguientes:

- Estado Miembro
- Organizaciones Intergubernamentales
- Organizaciones no gubernamentales

Actualmente la Organización Marítima Internacional cuenta 174 Estados Miembros y tres Miembros Asociados; en cuanto a las organizaciones no gubernamentales “deben demostrar que posee considerables conocimientos especializados, así como la capacidad de contribuir, en su esfera de competencia, a la labor de la OMI. También debe demostrar que no tiene otros medios de acceso a la OMI a través de organizaciones que ya posean el carácter consultivo, y que es "verdaderamente internacional" en lo que se refiere a sus miembros, a saber, que sus miembros proceden de un amplio ámbito geográfico y, por lo general, de más de una región.”[4]

A partir de ese momento la industria se desarrolló muy rápidamente, no solo por la seguridad demostrada de estas instalaciones, sino también por el aumento en la preocupación en la contaminación marina generada por los derrames de crudo en el océano; como respuesta al accidente del buque carguero Torrey Canyon el 18 de marzo de 1967 como se muestra en la ilustración 3, más de 119.000 toneladas de crudo fueron derramadas en el océano.

“Fue el primer gran derrame de petróleo en aguas británicas y europeas, causando un daño enorme a la vida marina y los medios de vida de la población local. También provocó cambios en la forma en que las personas veían el medio ambiente. Bretaña, en el norte de Francia, sufrió lo peor, la parte más gruesa de la mancha, y allí se la conoció como marée noire o "marea negra". Más de 15.000 aves marinas murieron. Atascados con crudo espeso y viscoso, fueron arrastradas vivas y muertos a las costas. Las poblaciones futuras de algunas especies tardaron décadas en recuperarse.”[5]



Ilustración 3. Torrey Canyon el 18 de marzo de 1967[5]

A finales de los años 60 y principios de la década de 1970, una variedad de iniciativas contra la contaminación estaba comenzando a surgir a nivel nacional, regional e internacional, pero con poca coordinación; generando la creación de entes como la OCIMF (Oil Companies International Marine Forum) y la IACS (International Association of Classification Societies)

A través de OCIMF, la industria petrolera pudo desempeñar un papel más fuerte y de coordinación en respuesta a estas iniciativas, haciendo que su experiencia profesional esté ampliamente disponible a través de la cooperación con gobiernos y organismos intergubernamentales.

OCIMF obtuvo el estatus consultivo en la OMI en 1971 y continúa presentando puntos de vista de la industria petrolera en las reuniones de la OMI. Desde entonces, su función se ha ampliado para tener en cuenta las actividades marítimas cambiantes de sus miembros.

Su cometido ahora cubre la seguridad, la salud, la protección y el medio ambiente relacionados con los buques tanque, barcasas, embarcaciones en alta mar e interfaces de terminales.

La membresía actual de OCIMF comprende más de 100 empresas en todo el mundo.[6]

En el caso de la IACS fue fundada el 11 de septiembre de 1968 en Hamburgo, Alemania y su sede se encuentra actualmente en Londres. En 1969, la OMI concedió a la IACS estatus consultivo.

“Si bien la IACS es una organización no gubernamental, también desempeña un papel dentro de la Organización Marítima Internacional (OMI), para lo cual la IACS brinda apoyo técnico y orientación y desarrolla interpretaciones unificadas de las regulaciones estatutarias internacionales desarrolladas por los estados miembros de la OMI. Una vez adoptadas, estas interpretaciones son aplicadas por cada sociedad miembro de la IACS, al certificar el cumplimiento de las regulaciones estatutarias en nombre de los estados de abanderamiento autorizados.

La IACS tiene estatus consultivo con la OMI y sigue siendo la única organización no gubernamental con estatus de observador que también desarrolla y aplica reglas técnicas que reflejan los objetivos incorporados en los convenios de la OMI. El vínculo entre las regulaciones marítimas internacionales, desarrolladas por la OMI y los requisitos de las reglas de clasificación para la estructura del casco de un barco y los sistemas de ingeniería esenciales, está codificado en el Convenio internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS).”

Las casas certificadoras actualmente avaladas por la IACS son las siguientes:

- American bureau of shipping (abs)
- Bureau veritas
- China classification society (ccs)
- Croatian register of shipping (crs)
- Det norske veritas (dnv gl as, business area maritime)
- Indian Register Of Shipping
- Korean Register of Shipping (KR)
- Lloyd's Register (LR)
- Nippon Kaiji Kyokai (ClassNK)
- Polish Register (PRS)
- RINA Services S.p.A.
- Russian Maritime Register of Shipping

[7]

A continuación, en la ilustración 4, se observa el orden jerárquico de los entes mencionados anteriormente:



Ilustración 4. Organización jerárquica de los entes de control marítimo.

Hoy en día el conducto regular para adquirir una monoboya es contactar con una empresa que construya (normalmente también diseñan) los activos y que cuente con la aprobación de una casa de certificación, este es un aval no solo del diseño, sino también de la calidad de los materiales y procedimientos constructivos como soldaduras y otros elementos estructurales.

En resumen, han pasado tres generaciones de SPM la primera generación fue la construida con ruedas y rieles, la segunda fue la llamada “turntable” o mesa giratoria, aun en la actualidad estos diseños son funcionales y se comercializan; y la tercera generación es la de torreta, como se mencionó anteriormente estos diseños se conocen como SPM (Single Point Mooring). Las ilustraciones 5, 6 y 7 muestran cada tipo de diseño.

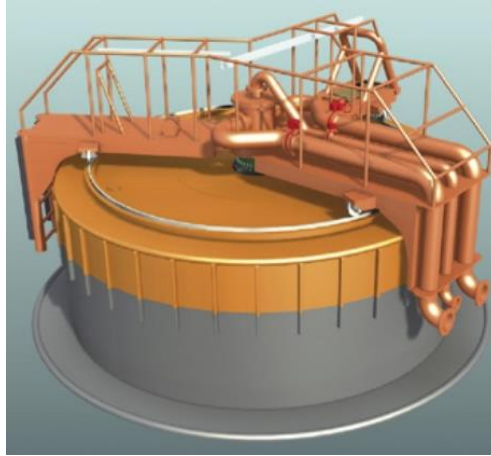


Ilustración 5. SPM primera generación de ruedas y rieles (Wheel and rails).[8]

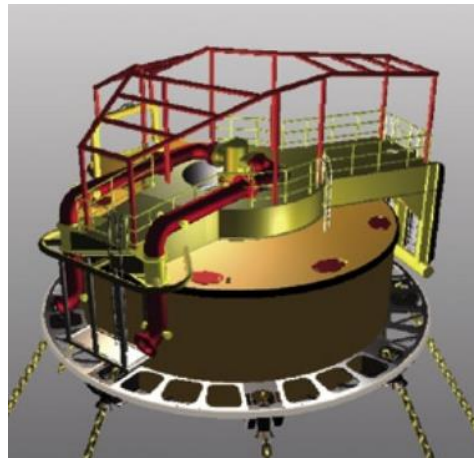


Ilustración 6. SPM segunda generación, Turntable buoy.[8]

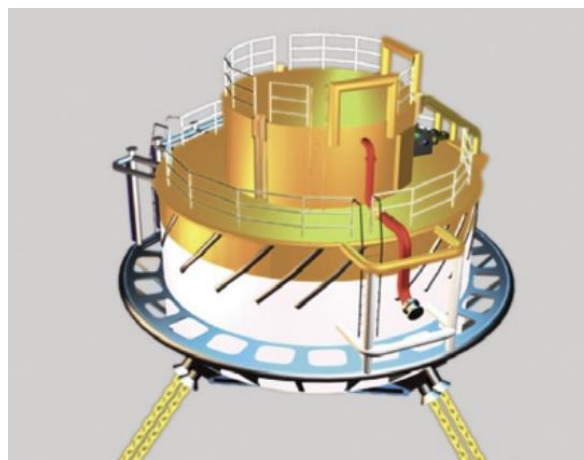


Ilustración 7. SPM Tercera generación Turret buoy.[8]

Un SPM es una boya de carga anclada en alta mar que sirve como punto de amarre y como interconexión para los buques tanque que cargan o descargan productos líquidos. El buque cisterna se amarra a proa mediante uno o dos cables a la boya. El buque siempre toma la posición más favorable en relación con la combinación de viento, corriente y oleaje y es libre de alinearse con las fuerzas ambientales predominantes en ese momento. Como el buque en su estado estacionario siempre se coloca de frente en la dirección de los vientos / corrientes, la fuerza total es menor que la que experimentaría un buque en un amarre fijo que no siempre está de frente en las condiciones predominantes.

La embarcación se acercará a la boya con su proa hacia el entorno dominante, maximizando así el control y minimizando la necesidad de asistencia de remolcador. Se requiere un remolcador en todo momento durante el amarre y la descarga para mantener la cantidad nominal de tensión en las cuerdas de amarre para evitar la colisión del petrolero con la boya y ayudar con la veleta del barco. El sistema de transferencia de fluidos incluye mangueras submarinas entre el colector del extremo de la tubería (PLEM) en el lecho marino y la boya y mangueras flotantes entre la boya y el petrolero. La boya contiene un pivote que proporciona el camino de transferencia de fluido entre la parte geoestática y la parte giratoria de la boya.[9]

La siguiente generación en diseño de boyas se denomina CALM (Catenary Anchor Leg Mooring), sigue siendo un SPM, pero con modificaciones en los sistemas de fijación y amarre. Los dos tipos principales de configuraciones de amarre para SPM son el amarre de pierna de ancla de catenaria (CALM) y el amarre de pierna de ancla simple (SALM). CALM mantiene la boya en su lugar mediante una cadena de ancla o conectada a un pilote en el fondo marino que se extiende en catenarias hasta los puntos de anclaje a cierta distancia de la boya. El sistema SALM es similar, excepto que el SALM está anclado por una sola pata de anclaje. El principal beneficio de una boya CALM sobre una boya SALM es la facilidad de mantenimiento. La gran mayoría de las terminales marítimas instaladas desde mediados de la década de 1990 han sido boyas CALM.[10]

Nos concentraremos en este tipo de activos, porque son los utilizados en Colombia y en general para carga y descarga de crudo a nivel mundial. Diferentes configuraciones y diseños se pueden encontrar, pero normalmente involucran actividades en pozos de producción, perforación o incluso para mantenimiento de pozos, pero esto escapa del alcance de esta monografía.

Los componentes característicos de una boya SPM estilo CALM dependen de su geometría que puede ser redonda o cuadrada, también de las necesidades de operación o características técnicas (en azul), seguridad (en rojo) y forma o

características de instalación (en naranja), a continuación, en la ilustración 8 se muestran los diferentes componentes de una boya:

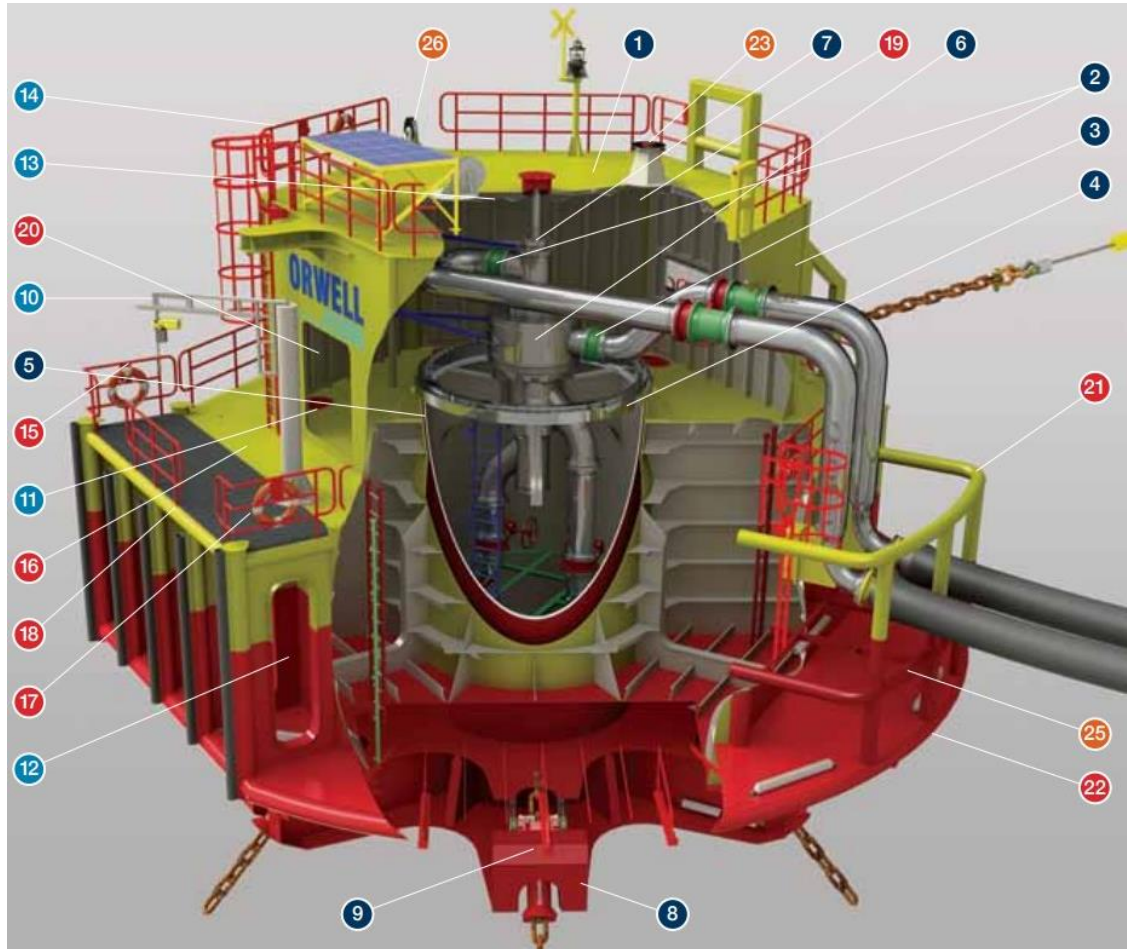


Ilustración 8. Componentes de una boya[11]

Partes con características técnicas:

1. El techo de la caseta proporciona un amplio espacio para ayudas a la navegación como luz, reflector de radar, sirena de niebla, también como paneles solares y caja de batería.
2. Las juntas de expansión en la tubería del producto compensan la expansión de la tubería y la desalineación concéntrica menor.
3. Deckhouse o caseta, protege todas las piezas mecánicas del medio ambiente y proporciona un interior de torreta seguro, seco y accesible.
4. Rodamientos, el cojinete de rodillos de tres pistas de gran diámetro conecta la torreta con el cuerpo de la boya y permite que el buque cisterna tenga una veleta.

5. Los soportes de cojinetes mecanizados permiten el montaje de acero a acero del cojinete.
6. Swivel (recipiente con giro) de producto de trayectoria simple o doble.
7. La disposición de doble sello protege el cojinete principal. Se puede proporcionar un centro hueco para conexiones de vías hidráulicas y eléctricas a un umbilical de control submarino a través de un conjunto de anillo deslizante y un pivote hidráulico si es necesario. También se conoce como doble carcasa.
8. Mesa de cadena, también conocida como araña, que puede ser configurable para diferentes arreglos de amarre.
9. Los topes de cadena articulados con autobloqueo absorben el movimiento angular y protegen los eslabones de la cadena del desgaste debido a la excursión de la boya.

Partes con características operativas o de mantenimiento:

10. El pescante en la plataforma de desembarco permite la transferencia de artículos desde y hacia los buques de apoyo.
11. Manhole (una por compartimento) permite la inspección y mantenimiento de los tanques de flotación.
12. Tubo de sondeo (uno por compartimento).
13. La viga carretilla o de carga, en la caseta permite una fácil transferencia del equipo entre la cubierta y la caseta.
14. Varias orejas en la caseta facilitan las actividades de instalación y mantenimiento.

Partes con características de seguridad:

15. Los pasamanos deben proporcionar tres puntos de contacto.
16. La plataforma sin obstrucciones elimina los peligros.
17. Salvavidas, todos los activos offshore deben contar salvavidas.
18. Zona de abordaje que garantice un acceso fácil y seguro a la boya y cuenta con defensas de goma verticales para protección estructural al amarrar alguna embarcación para actividades de mantenimiento o remolcador.
19. Rejillas en las paredes caseta permiten una ventilación natural, esto es necesario por la alta humedad.
20. Puertas de acceso a la caseta.
21. Estructura de protección para la tubería de producto en caso de colisión.
22. La falda circular que protege la boya de los posibles contactos del petrolero y otras embarcaciones.

Partes características para la instalación:

23. Poleas de instalación extraíbles
24. El cabrestante en la caseta facilita las actividades de instalación, incluido el arrastre de las cadenas, la instalación de cuerdas de mangueras flotantes y submarinas.
25. La plataforma de buceo facilita la instalación de las cuerdas de la manguera flotante.
26. Tubos de tracción de cadena, utilizados para la instalación de las cadenas de amarre.
27. Guías dentro del pasacables de la cadena para evitar que las cadenas se tuerzan durante la instalación.

A continuación, en las ilustraciones 9-11 se muestran detalles de algunas partes importantes de las boyas:



Ilustración 9. Swivel con juntas de expansión.[11]

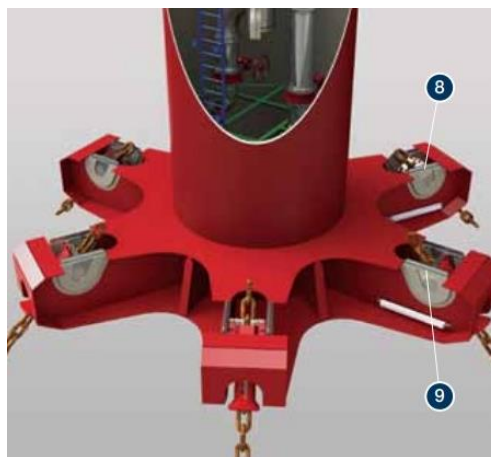


Ilustración 10. Configuración de la araña o mesa de cadenas.[11]



Ilustración 11. Topes de cadena articulados y auto bloqueantes, orejeta de amarre y uni-joint con pasador de control de carga.[10]

Adicionalmente las boyas tienen en su interior todo el sistema de transmisión de producto, tubería, dispositivos de alivio de presión y en ocasiones recipientes a presión que hacen parte del sistema de alivio. El sistema de protección catódica también hace parte integral de una boya, este dependerá del área de la monoboya y las condiciones del mar en la ubicación de operación.

El área de la torreta es crucial en la operación de una boya, en la ilustración 12, se muestra con más detalle la configuración de la torreta:

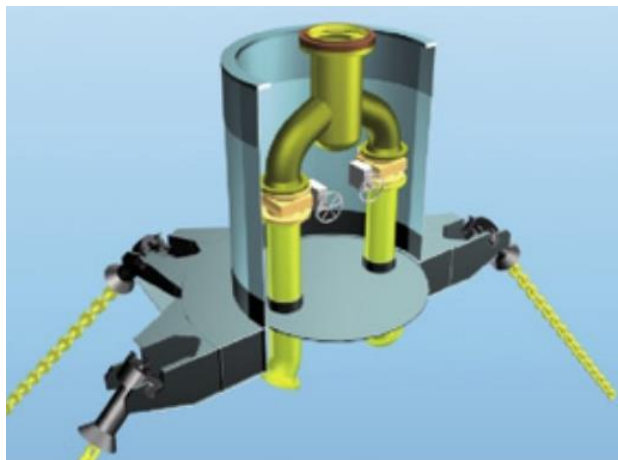


Ilustración 12. Torreta y araña.[12]

El eje de la torreta es una sección cónica de gran diámetro. En la parte superior se monta el cojinete principal, en la parte inferior la torreta está cerrada por una placa de diafragma. El interior de la torreta es, por tanto, un compartimento seco, al que se puede acceder directamente desde la caseta. Dentro de la torreta, se pueden montar válvulas entre las mangueras submarinas y el equipo giratorio, así como

geostático (control). La araña o mesa de cadena es un armazón de viga de caja, que sostiene los topes de cadena a través de los cuales se unen las cadenas de ancla para amarrar la boya en el lugar.

El cuerpo de la boya y el eje de la torreta están interconectados por medio de un cojinete o rodamiento de gran diámetro ubicado a nivel de cubierta. Este cojinete principal es el más grande de los dos cojinetes de una boya de torreta; el otro rodamiento es parte del pivote del producto. El cojinete principal es un cojinete de rodillos de tres pistas y está montado sobre bridas de cimentación mecanizadas reforzadas, fijadas por pernos de montaje de alta tensión. El cojinete es el componente mecánico más crítico de la boya. A continuación, se muestra un modelo de rodamiento en la ilustración 13. Por tanto, se presta la máxima atención al correcto mecanizado de los soportes de los rodamientos y al montaje del rodamiento. El rodamiento se coloca en el ambiente seco de la caseta y los sellos internos brindan protección adicional al rodamiento contra la entrada de agua y polvo.

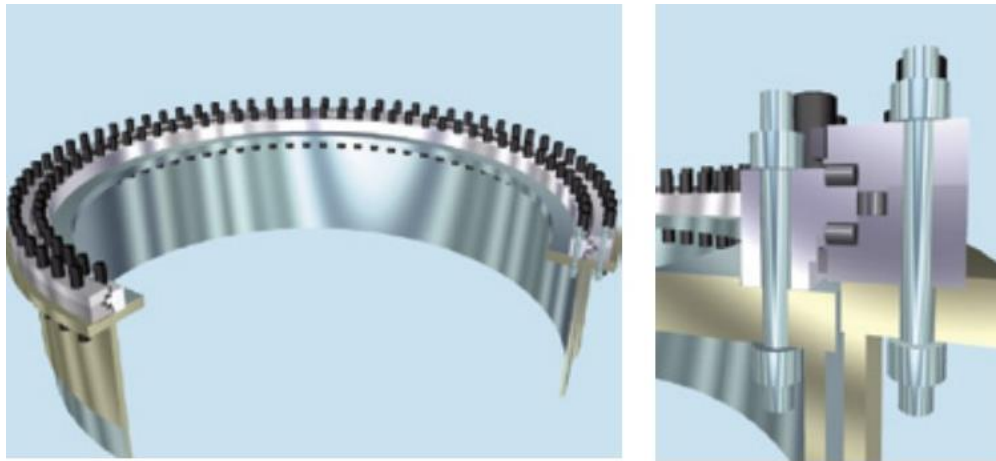


Ilustración 13. Rodamiento principal.[12]

Mientras que el cojinete principal proporciona la conexión mecánica en la boya de torreta, el pivote o Swivel proporciona la transferencia de fluido entre las partes fija y giratoria de la boya de torreta. El eslabón giratorio permite una rotación ilimitada de la boya sin mezclar los diferentes canales de producto. Está equipado con su propio rodamiento y varios sellos de producto, la ilustración 14 se muestra un Swivel:

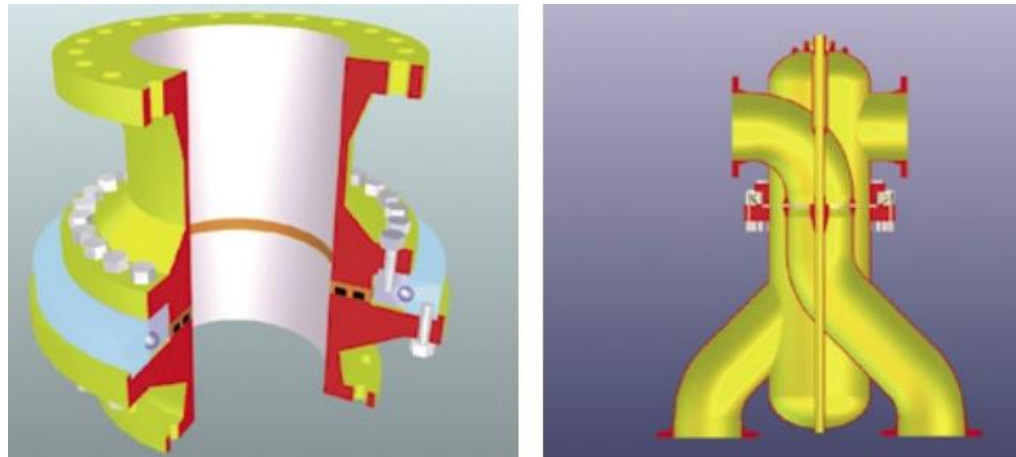


Ilustración 14. Swivel de producto o pivote de producto.[8]

Los Swivel son de fácil acceso y permiten inspecciones regulares en el pivote del producto para detectar fugas o filtraciones de aceite en las conexiones de las bridas. El rodamiento giratorio generalmente se engrasa manualmente a intervalos periódicos a través de los puntos / boquillas de engrase en la brida fija entre los pernos del rodamiento. El eslabón giratorio tiene una construcción de doble sello. Cualquier fuga se puede monitorear mediante sistemas automáticos de detección de fugas en el espacio entre el sello interno y externo. En el caso poco probable de que se produzca una fuga a través del sello interior y exterior, el derrame quedará contenido en el compartimento de la torreta, evitando la contaminación del medio ambiente.

CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO

Para poder desarrollar el tema en un orden claro, se dará inicio por la evaluación de integridad haciendo uso de la información contenida en los reportes de inspección, en este aspecto del estudio se citarán los valores de espesores de lámina metálica de los componentes de flotación (aquellas partes en contacto con al agua y que si fallan la consecuencia sería el hundimiento). Estos valores serán comparados con los datos consignados en los planos de construcción y se calculará una velocidad de corrosión. En este caso no tendremos criterios de aceptación y rechazo, ya que cada ente de certificación o clasificación tiene una forma diferente de evaluar teniendo en cuenta incluso la edad del activo.

Una vez conocida la integridad mecánica en cuanto a espesores, analizaremos las causas de estas velocidades de corrosión e identificaremos las amenazas presentes haciendo uso de una matriz de riesgo creada a partir del seguimiento y

análisis de la probabilidad de falla y consecuencias del API 580; esta matriz se basa en otra usada por una empresa real la cual se ha modificado por motivos de confidencialidad.

Como resultado del análisis de riesgos generaremos un plan y frecuencia de inspección que garantice la operación segura y la recolección de datos suficientes en cantidad y calidad para poder gestionar el riesgo a partir del mantenimiento con actividades preventivas programadas.

Por último, se propone una metodología de evaluación de extensión de la vida útil de este tipo de activos, siguiendo los lineamientos de ABS y DNV, de esta manera aun después de cumplir con su expectativa de vida estas instalaciones pueden ser usadas al menos 5 años más, lo que representa una producción adicional del mismo tiempo de extensión y un ahorro significativo, no solo en mas uso del activo sino en evitar la salida a dique seco implicando la parada de cargue o descargue durante este mismo tiempo.[13]

El análisis se realizará en varias etapas con el fin de obtener información que permita avanzar con los cálculos y establecer condiciones para avanzar en los análisis posteriores. Estas etapas son las siguientes:

Etapas 1: Análisis de la información de diseño y su comparación con la obtenida por inspecciones y mantenimientos

Etapas 2: Plan de inspección, pruebas y metodologías de ensayos.

Etapas 3: Identificación de amenazas y evaluación de riesgos

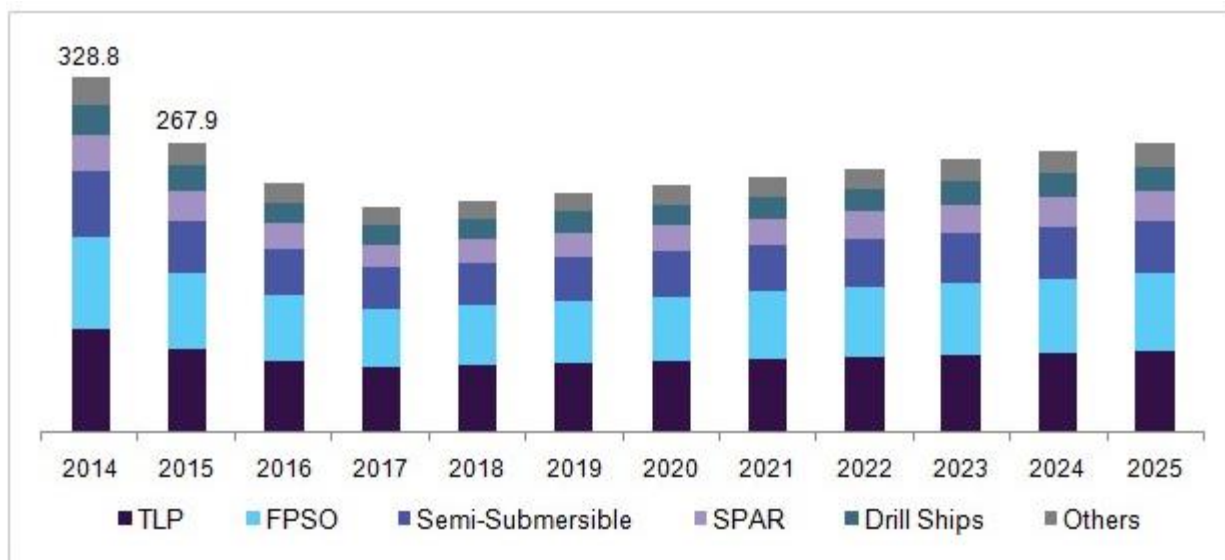
Etapas 4: Metodología de evaluación de extensión de vida

CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFIA

Perspectivas de la industria

El tamaño del mercado mundial de sistemas de amarre en alta mar se valoró en USD 1.086 millones en 2016. Se espera que la rápida expansión de la exploración y producción de petróleo y gas desde los campos marinos junto con el creciente desarrollo de cuencas de hidratos de gas de alta temperatura para un crecimiento futuro sostenible impulse la industria en el período de pronóstico. En la ilustración 15, se muestran los ingresos esperados hasta 2025.

Los requisitos en constante aumento para las exploraciones submarinas, la comercialización de granjas de energía eólica e hidráulica en las regiones costeras de los EE. UU., Especialmente en el Golfo de México, han llevado a un gran despliegue de instalaciones de sistemas de amarre avanzados. Se espera que la creciente demanda de energía en América del Norte, junto con un cambio hacia la electricidad limpia, dirija la expansión del mercado en la región.



*Ilustración 15. Ingresos por tipo de activo del mercado de sistemas de amarre costa afuera de EE. UU.
(Millones de USD)[13]*

Las complejidades en alta mar y muchos de los accidentes de amarre adversos en el pasado han influido en las nuevas regulaciones. Las nuevas regulaciones enmarcadas tienen instrucciones estrictas para algunas áreas específicas, que incluyen sistema de amarre de diseño, garantía y metodología de instalación, operaciones, inspección y mantenimiento, preparación y seguimiento de recuperación, y desarrollo de conjuntos de datos de tipo de suelo y océano comunes. Entes como el OCIMF y la IACS se encargan de generar y verificar el cumplimiento de estas regulaciones.

También se espera que el aumento de la población y el aumento del consumo de energía per cápita beneficien el crecimiento general del mercado. Se prevé que los altos avances tecnológicos relacionados con la máxima utilización de la energía eólica y de las olas impulsarán el mercado en general. Sin embargo, la falta de conocimientos técnicos básicos entre los actores comerciales puede surgir como una preocupación importante para el crecimiento general del mercado.

La caída del precio del petróleo crudo durante los últimos años ha impactado enormemente la rentabilidad de los participantes de la industria a lo largo de la cadena de valor Upstream del petróleo, lo que ha llevado a la interrupción de varias actividades en alta mar. El recuento de plataformas costa afuera de América del Norte cayó alrededor del 30% en comparación con el año (2016). La interrupción de las actividades en alta mar en todo el mundo junto con la creciente presión sobre las empresas operativas por parte de organizaciones como la OPEC para reducir las tasas de producción diarias son los desafíos clave que enfrentan los participantes de la industria de sistemas de amarre en alta mar.[13]

Teniendo evidencia de la importancia de este tipo de activos desde el punto de vista de producción y seguridad en el proceso de carga y descarga de hidrocarburos, se hace comprensible tener iniciativas que garanticen su operación segura, estado de integridad mecánica y mantenimiento, también su inspección periódica para tener herramientas al final de la vida útil de diseño y poder generar una evaluación de extensión de vida.

A continuación, se muestran en las ilustraciones 16 y 17 los planos generales de perfil y planta para la boya bajo estudio.

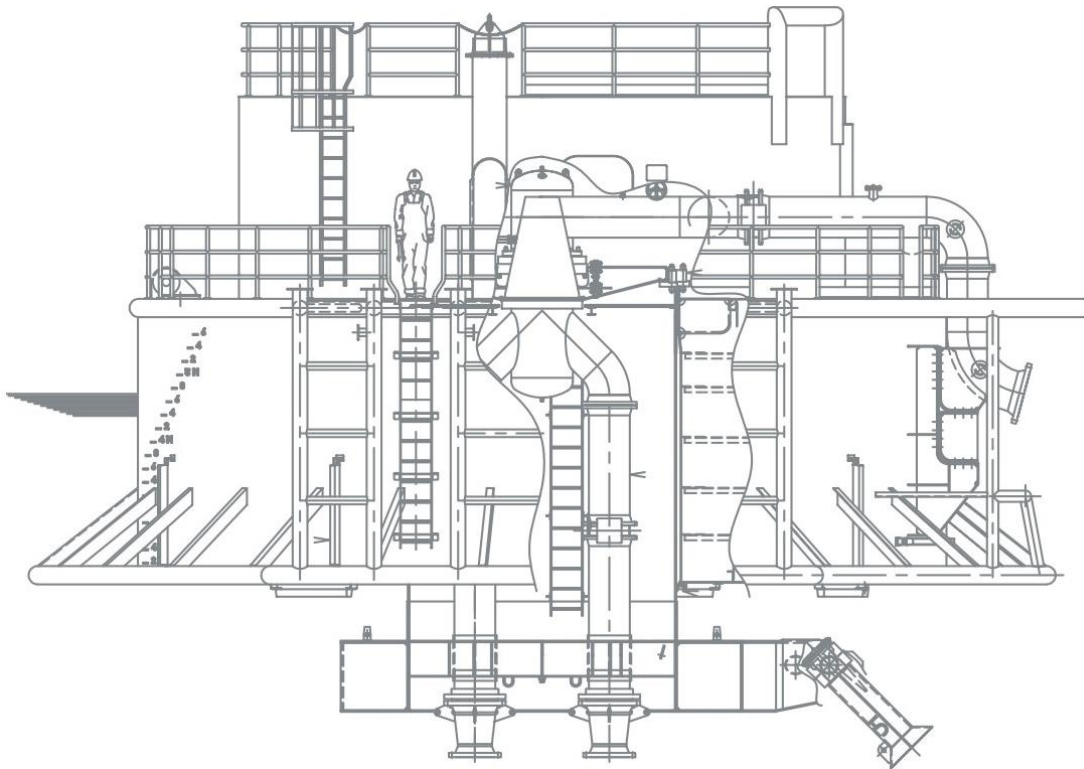


Ilustración 16. Vista de perfil de la monoboya bajo estudio.[14]

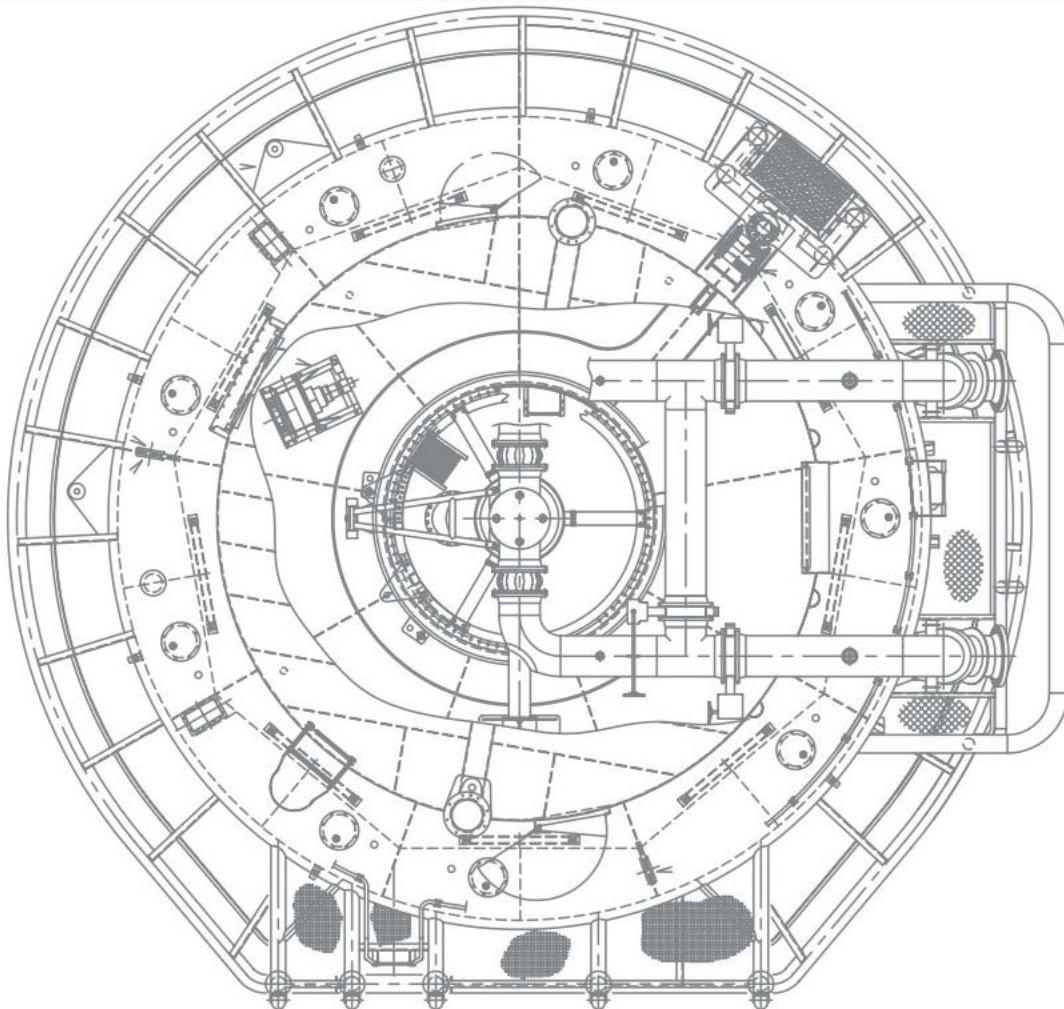


Ilustración 17. Vista en planta de la monoboya bajo estudio.[14]

Etapla 1. Investigación y análisis de la información de diseño

Información obtenida de diseño y construcción

Después de la investigación y seguimiento de actividades se hallaron los siguientes documentos:

- Manual de diseño y construcción
- Manual de instalación
- Manual de operación
- Planos de construcción

De esta información se toman los valores de referencia para cálculos de velocidad de corrosión, espesores mínimos y algunas recomendaciones para la trazabilidad de la información requerida posteriormente para la evaluación de extensión de vida.

La información mas relevante encontrada excluyendo los planos de fabricación se muestra a continuación la tabla 1.

Información disponible	
Profundidad del mar	23.2 metros
Máxima velocidad del viento	35 nudos
Altura significativa de las olas	1.5 metros
Periodo de las olas	6 segundos
Máxima velocidad de la corriente	1 nudo
Características del producto	
Densidad	0.8927 g/ml
Viscosidad a 100°F	15 centistokes
Contenido de sulfuro	1.04 ppm
Temperatura	100°F
Máxima tasa de flujo	60000 bbl/hora
Máxima presión de operación	275 psi
Protección Catódica	
Ánodos	28
Tipo de ánodo	Galvalum

Tabla 1. Información de diseño y construcción

En la etapa 2, se muestran tabulados los valores de espesores de construcción de referencia de 1982 y los medidos en 2019

Etapas 2: Plan de inspección, pruebas y metodologías de ensayos

La información encontrada sobre mantenimientos e inspecciones es la siguiente:

- Informes de inspección y reemplazo de cadenas de amarre (inspección visual y líquidos penetrantes)
- Informes de inspección y reemplazo de mangueras flexibles (inspección visual y pruebas hidrostáticas)

- Informes de inspección en dique seco con ensayos no destructivos (solo en 2019)
- Informe de medición de ángulos de cadenas (inclinómetro)

Inspección visual general

Se verificaron todas las superficies en busca de distorsiones, deformaciones, arrugamientos o cualquier indicio de indicación superficial. No se encontraron condiciones significativas más allá de pequeñas áreas con picaduras de poca profundidad, las cuales estaban pasivas por el sistema de recubrimiento.

Sistema de amarre

1. Cadenas de amarre

Las cadenas han sido inspeccionadas cada 5 años, realizando los cambios pertinentes en cada ocasión, la verificación del ángulo de las cadenas y las tensiones también se realiza. La tensión horizontal de cada cadena debe configurarse según la profundidad, longitud el peso de la cadena utilizada, la ecuación 1 se utiliza para el cálculo de cada profundidad.

$$L = \sqrt{\frac{2 * T * H}{P}}$$

Ecuación 1. Determinación de la tensión horizontal

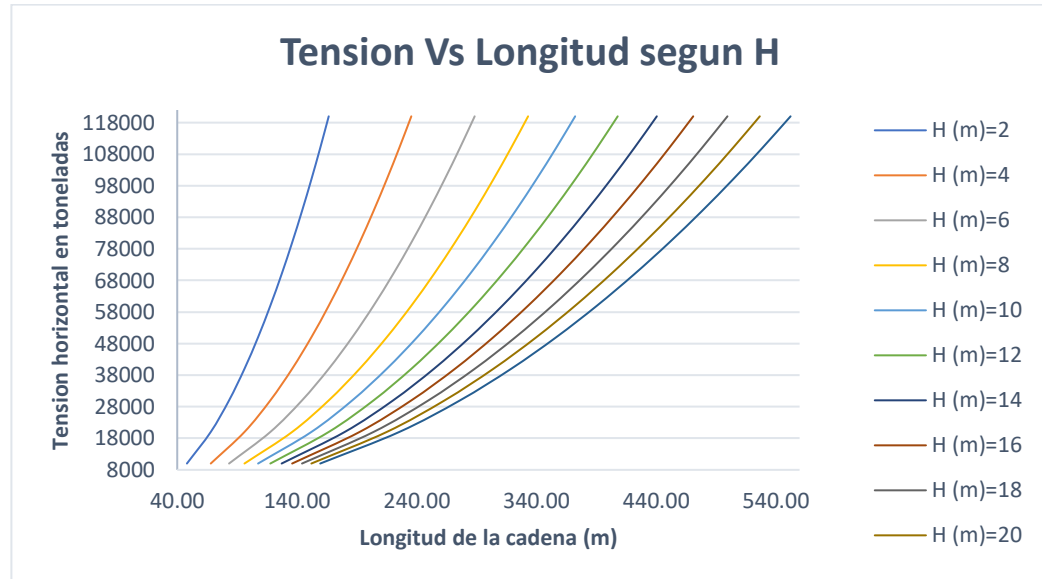
Donde:

T: Tensión horizontal desde 10 hasta 120 toneladas

H: Profundidad en metros

P: Peso de cadena de 17.3 Kg/m

La grafica 1, muestra los valores de tensión a verificar según el caso correspondiente de H y T.



Gráfica 1. Verificación de tensión horizontal según profundidad

En promedio cada 5 años se ha realizado este procedimiento con las correcciones o mitigaciones (cambio de eslabones o cadenas).

El Foro Marino Internacional de Compañías Petroleras (OCIMF) establece como procedimiento de inspección para las cadenas de amarre: “desconectar los colgantes de las cadenas del ancla uno por uno de la boya, levantar la sección superior de cada cadena fuera del agua e inspeccionar la cadena. A partir de la tasa de desgaste, se puede estimar la vida útil restante probable de las cadenas y establecer un programa de mantenimiento y reemplazo de cadenas. Los eslabones de la cadena de ancla deben reemplazarse cuando cualquier diámetro de eslabón de la cadena se reduce debido al desgaste al 80% del diámetro original” [15].

2. Pilotes de anclaje

Los pilotes de anclaje no han sido inspeccionados directamente, es necesaria una batimetría preferiblemente con geolocalización para ubicarlos con exactitud. Del manual de instalación se tiene su ubicación relativa con respecto a la boya (en el punto central), la ilustración 18 muestra los ángulos y distancias.

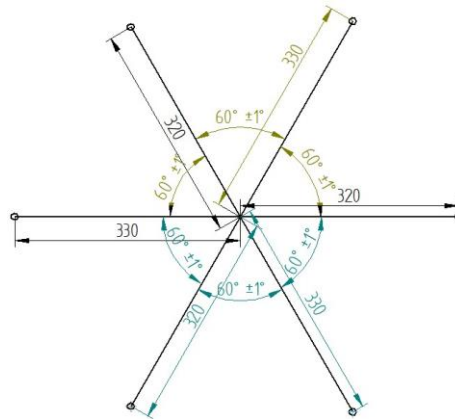


Ilustración 18. Ubicación de los pilotes de anclaje con relación a la boya

3. Tapones de cadena (stopper chain)

Los stoppers chains fueron inspeccionados visualmente y se realizó medición de espesores por ultrasonido para verificar la pérdida de metal, estos elementos fueron revisados según su ensamble, este ensamble se muestra en la ilustración 19 como sigue:

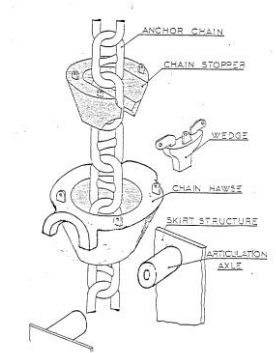


Ilustración 19. Ensamble de Stopper Chain.[16]

4. Hawser

Se conoce como hawser la línea normalmente de nylon con recubrimiento de color naranja usada para unir la embarcación que esta siendo cargada con la boya. Este elemento se muestra en la ilustración 20 y se inspecciona visualmente y es cambiado según tiempos especificados por el fabricante.



Ilustración 20. Hawser[17]

Sistema de transferencia de producto

1. Mangueras flexibles

Estas mangueras son sometidas a pruebas hidrostáticas y son reemplazadas siguiendo el tiempo especificado por cada fabricante.

2. Swivel de producto

Esta inspección incluyó las uniones flexibles y se realizó inspección visual y medición de espesores en tapa, y cuerpo de la parte específica

3. Tubería interna

Estas tuberías han sido reemplazadas en trabajos de mantenimiento a lo largo de los años, la última modificación fue en 2010 para este análisis no se evalúan las tuberías ya que no son un componente indispensable para la flotación, pero se debe tener en cuenta que, junto con las uniones bridadas, y uniones flexibles son de alto riesgo por posible fuga de producto, esto es tenido en cuenta en el RBI.

4. Dispositivos de alivio de presión

En la salida a dique seco fueron cambiadas las válvulas de alivio de presión y fueron configuradas a una presión de activación de un 20% menos que la máxima presión de operación.

5. Pierna muerta

Se tomaron espesores por ultrasonido, esta sección de ducto es importante debido a que almacena producto que no fluye y es potencialmente riesgoso por pérdida de contención por corrosión interna. Es tomada en cuenta en el análisis de RBI.

6. Juntas flexibles

Estas uniones flexibles fueron cambiadas en 2019.

Estructura de la boya

1. Rodamiento principal

El rodamiento fue sometido a prueba de giro e inclinación, se realizó un análisis de grasas por la técnica de Mössbauer para detección de hierro en muestras tomadas antes de la limpieza y la nueva aplicación de grasa. La técnica de Mössbauer no mostro evidencia de hierro lo que se interpreta como un desgaste de cero en el rodamiento.

2. Estructura de la torreta

Toda la estructura fue inspeccionada visualmente, se realizaron partículas magnéticas en las soldaduras sin evidencia de agrietamiento.

3. Araña

Se midieron espesores en la estructura, según el análisis de velocidades de corrosión tienen un espesor superior al mínimo requerido.

4. Tanques de flotación

Todas las soldaduras del fondo fueron inspeccionadas por ultrasonido de haz angular y no se evidenciaron indicaciones de fabricación, ni de servicio.

5. Defensa

Se realizaron mediciones de espesor a la tubería de la defensa, esta tubería debería estar seca por dentro, ya de construcción esta sellada por soldadura en el perímetro de la boya. No se evidenciaron deformaciones o distracciones debido a impactos. Las soldaduras no presentan indicaciones pasantes.

6. Ánodos de sacrificio

Todos los ánodos de sacrificio fueron cambiados (los 28), también se revisó el sistema eléctrico y se realizó medición de potenciales para verificar el sistema de protección catódica una vez la boya se puso en funcionamiento.

7. Recubrimiento

Todo el recubrimiento fue removido y se aplicó un nuevo sistema, se realizó la medición de perfil de anclaje, se midieron las variables ambientales garantizando la óptima aplicación de cada capa del nuevo sistema. Se midió el espesor en húmedo y en seco de cada aplicación y se alcanzaron los espesores secos indicados por la formulación especificada. Los ensayos de adherencia posteriores alcanzaron los valores especificados para las condiciones de sumergido, zona de salpique y área interior respectivamente.

Para la estimación de la velocidad de corrosión y vida remanente de los componentes de flotación se creó la tabla XX, donde se muestran dichos valores.

Section	Item	Date			Date					
		1982			2019					
		Thickness (mm)	Corrosion Allowance (mm)	Min. Permissible Thickness (mm)	Thickness (mm)	Corroded Thickness (mm)	CA (mm)	Corrosion Rate (mm/year)	Remaining Life due to Corrosion (years)	Observations
Body	4 in. Sounding Pipe	4.800	0.125	3.273	3.793	1.007	0.521	0.02722	19.12	Tubería estructural en el cuerpo
	8 in. Tube	12.700	0.125	8.803	10.235	2.465	1.433	0.06662	21.50	Tubería estructural en el cuerpo
	6 in. Tube	6.350	0.125	4.358	5.217	1.133	0.860	0.03062	28.07	Tubería estructural en el cuerpo
	8 in. Tube	12.700	0.125	8.803	10.165	2.535	1.363	0.06851	19.89	Tubería estructural en el cuerpo
Details	Boat Landing & Accessladder (Center)	6.350	0.125	4.358	5.160	1.190	0.803	0.03216	24.95	Escaleras
	Boat Landing & Accessladder (Outer)	6.350	0.125	4.358	5.124	1.226	0.767	0.03314	23.13	Escaleras
Structure	Shell	12.700	0.125	8.803	10.236	2.464	1.434	0.06659	21.53	Cuerpo de la boya
	Skirt	9.000	0.125	6.213	7.069	1.931	0.857	0.05219	16.41	Tubo de protección
	8 in. Tube	12.700	0.125	8.803	10.164	2.536	1.362	0.06854	19.86	Tubo de protección
	6 in. Tube	6.350	0.125	4.358	5.074	1.276	0.717	0.03449	20.78	Tubo de protección
	Central Section - Detail 1	6.350	0.125	4.358	5.197	1.153	0.840	0.03116	26.94	Estructura interna
	Horizontal Section - Section BB	16.000	0.125	11.113	13.087	2.913	1.975	0.07873	25.08	Estructura interna
	Horizontal Section - Section CC Bottom	11.000	0.125	7.613	8.953	2.047	1.341	0.05532	24.23	Estructura interna
	Horizontal Section - Detail F	9.000	0.125	6.213	7.543	1.457	1.331	0.03938	33.79	Estructura interna
	Horizontal Section - Section DD	11.000	0.125	7.613	8.754	2.246	1.142	0.06070	18.80	Estructura interna
	Horizontal Section - Detail 9	12.000	0.125	8.313	9.457	2.543	1.145	0.06873	16.65	Estructura interna
	Chain Attachment - Section AA	9.000	0.125	6.213	7.589	1.411	1.377	0.03814	36.10	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section BB ₁	9.000	0.125	6.213	7.162	1.838	0.950	0.04968	19.11	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section BB ₂	16.000	0.125	11.113	12.897	3.104	1.784	0.08388	21.27	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section BB ₃	11.000	0.125	7.613	8.431	2.569	0.818	0.06943	11.79	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section CC ₁	11.000	0.125	7.613	8.617	2.383	1.005	0.06441	15.60	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section CC ₂	16.000	0.125	11.113	13.159	2.841	2.047	0.07678	26.65	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section DD ₁	35.000	0.125	24.413	30.480	4.520	6.068	0.12216	49.67	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section DD ₂	9.000	0.125	6.213	7.124	1.877	0.911	0.05072	17.96	Amarre de cadenas
	Chain Attachment - Section FF	9.000	0.125	6.213	7.227	1.773	1.015	0.04792	21.17	Amarre de cadenas
Turntable	4 in. Pipe SCH 40	9.000	0.125	6.213	6.947	2.053	0.735	0.05549	13.24	Tubería o accesorio
	8 in. Pipe SCH 80	13.000	0.125	9.013	10.478	2.522	1.466	0.06816	21.50	Tubería o accesorio
	4 in. Pipe SCH 80	8.500	0.125	5.863	6.684	1.816	0.822	0.04908	16.74	Tubería o accesorio
	Vertical Sections - GG	11.000	0.125	7.613	8.831	2.169	1.219	0.05862	20.79	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - LL	9.000	0.125	6.213	7.001	1.999	0.789	0.05403	14.59	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - HH	9.000	0.125	6.213	7.013	1.987	0.801	0.05370	14.91	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - JJ	9.000	0.125	6.213	7.107	1.893	0.895	0.05116	17.48	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - MM	9.000	0.125	6.213	7.112	1.888	0.900	0.05103	17.63	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - MM - 10 in. Pipe SCH 80	15.000	0.125	10.413	12.149	2.851	1.737	0.07705	22.54	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - MM - 6 in. Pipe SCH 80	11.000	0.125	7.613	8.536	2.464	0.924	0.06659	13.87	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - KK	9.000	0.125	6.213	7.215	1.785	1.003	0.04824	20.78	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - X ₁	11.000	0.125	7.613	8.741	2.259	1.129	0.06105	18.48	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - X ₂	9.000	0.125	6.213	7.152	1.848	0.940	0.04995	18.81	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - WW	9.000	0.125	6.213	7.301	1.699	1.089	0.04592	23.70	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - QQ ₁	9.000	0.125	6.213	7.262	1.738	1.050	0.04697	22.34	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - QQ ₂	9.000	0.125	6.213	7.109	1.891	0.897	0.05111	17.54	Estructura de la torreta
	Vertical Sections - SS	11.000	0.125	7.613	8.538	2.462	0.926	0.06654	13.91	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Section BB - 8 in. Pipe SCH 120	16.000	0.125	11.113	12.701	3.299	1.589	0.08915	17.82	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Section BB - 6 in. Pipe SCH 40	7.000	0.125	4.813	5.478	1.522	0.666	0.04114	16.18	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Section BB - 2-1/2 in. Pipe SCH 80	7.000	0.125	4.813	5.506	1.494	0.694	0.04038	17.18	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Detail 1 ₁	16.000	0.125	11.113	12.437	3.563	1.324	0.09631	13.75	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Detail 12	9.000	0.125	6.213	7.101	1.899	0.889	0.05132	17.31	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Section DD	9.000	0.125	6.213	7.207	1.793	0.995	0.04846	20.52	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Section C	9.000	0.125	6.213	7.109	1.891	0.897	0.05111	17.54	Estructura de la torreta
	Sections & Details - View E - 6 in. Pipe SCH 40	7.000	0.125	4.813	5.436	1.564	0.624	0.04227	14.75	Estructura de la torreta
	Sections & Details - 8 in. Pipe SCH 80	13.000	0.125	9.013	10.558	2.442	1.546	0.06600	23.42	Estructura de la torreta
	Sections & Details - Plate 260	9.000	0.125	6.213	7.013	1.988	0.800	0.05372	14.89	Estructura de la torreta
	Sections & Details - 10 in. Pipe SCH 80	15.000	0.125	10.413	12.087	2.913	1.675	0.07873	21.27	Estructura de la torreta
	Sections & Details - View AA - Half Plate R-80	9.000	0.125	6.213	7.286	1.714	1.074	0.04632	23.17	Estructura de la torreta
	Sections & Details - View AA - 4 in. Pipe SCH 80	9.000	0.125	6.213	7.152	1.848	0.940	0.04995	18.81	Estructura de la torreta
	Sections & Details - View AA - 6 in. Pipe SCH 40	7.000	0.125	4.813	5.404	1.596	0.592	0.04314	13.71	Estructura de la torreta
	Sections & Details - View F - Plate	16.000	0.125	11.113	12.521	3.479	1.409	0.09403	14.98	Estructura de la torreta

Tabla 2. Espesores de fabricación, espesores medidos, velocidad de corrosión y vida remanente

De la tabla anterior podemos concluir que el promedio de vida remanente de los componentes de la boya es de 20. 25 años y la menor vida remanente es de 11.79 años. Estos datos reflejan la buena operación y mantenimiento que a tenido el activo. Por otra parte, el hecho de operar en condiciones de poco viento y oleaje han contribuido a la seguridad operacional y a los bajos requerimientos de esfuerzo.

Etapa 3: Identificación de amenazas y evaluación de riesgos

Análisis de amenazas

Como resultado, con base al análisis de la información descrita, las amenazas identificadas relevantes para el sistema se enumeran en la Tabla 3.

Amenaza	Tipo	Descripción	Modo de falla
Degradación de Material	Corrosión	Corrosión externa debido a falla del sistema CP o falta de capacidad CP (consumo de ánodo) y/o falla del recubrimiento Corrosión interna debajo del depósito MIC externo/corrosión por debajo del depósito (sedimento en el fondo marino)	Pérdida de metal Pérdida de función Fuga Estallido
	Envejecimiento de material	Envejecimiento de los sellos en elastómero Falla en los empaques	Pérdida de función Fuga
	Desgaste	Cambio de fricción en superficies de sellado de cara dura (falta de lubricación, aumento de carga) Grietas (debido a un torque inadecuado de los pernos) Movimiento relativo entre piezas (cadenas, topes de cadena) Movimiento relativo al fondo marino (áreas de toma de contacto)	Pérdida de metal Pérdida de función Fuga
Estructural	Fatiga	Debido al movimiento de las olas, golpe de fluidos o variaciones de proceso Promovido por vibraciones	Flexibilización Colapso Pérdida de función

	Sobrecarga Mecánica	Debido a un par de apriete excesivo, operación de sobrepresión, golpe de ariete, desplazamiento excesivo de la boya Mal funcionamiento del sistema de alivio de sobrepresión	Fuga Agrietamiento Estallido
	Perdida de tensión en pernos	Relajación del estrés del perno Torque insuficiente	
	Crecimiento marino	No se puede inspeccionar el equipo, carga aumentada, puede proteger del ataque de corrosión	
Terceros	Impactos Mecánicos	Herramientas de intervención Impacto del buque Dejar caer el objeto durante la operación de carga	
	Vandalismo/Terrorismo	Embarque no autorizado de la boya Daño intencional al equipo	
Amenaza natural	Clima extremo	Tormentas con vientos fuertes y olas fuertes	
Operacionales	Operación incorrecta	Condiciones de flujo de producto Operación durante la carga de tanqueros	
	Procedimiento incorrecto	Procedimientos no actualizados	
	Error humano	Exceso de confianza por actividad repetitiva, falta de formación, falta de experiencia	

Tabla 3. Amenazas generales, descripción de amenazas y fallas asociadas para la boya

Evaluación del riesgo (matriz de riesgo)

Para la evaluación del riesgo se utilizará una matriz modificada que se ajusta a los requerimientos dados por API 581. La tabla 4 muestra la matriz de riesgos:

Severidad	Categoría de consecuencias - ver tabla 6			Probabilidad - ver Tabla 5				
	Seguridad	Ambiente	Costo (millones de USD)	A	B	C	D	E
Catastrófico	Muertes/discapacidad	Efecto exterior a la empresa	8 - 10	L	M	M	H	VH
Mayor	Discapacidad permanente/parcial	Efecto en varios sitios dentro empresa	6 - 8	L	M	M	H	H
Moderado	Ausencia de largo termino	Efecto en el sitio de actividad dentro de la empresa	4 - 6	L	L	M	M	H
Menor	Tratamiento medico/ trabajo restringido	Ligero/ menor	2 - 4	L	L	M	M	M
Insignificante	Primeros auxilios / No lesiones o superficiales	Insignificante	<2	L	L	L	L	M

Tabla 4. Matriz general de riesgos

La matriz general de riesgos se basa en la tabla 5 para su interpretación.

Código de color	Riesgo	Interpretación
VH	Muy alto	Riesgo inaceptable - tomar acción inmediata
H	Alto	Riesgo inaceptable - acción para ser tomada
M	Medio	Riesgo aceptable - se puede evaluar la acción para reducir el riesgo
L	Bajo	Riesgo aceptable - acción para garantizar que el riesgo siga siendo bajo

Tabla 5. Categorías de riesgo

Probabilidad de falla

La probabilidad de falla se puede definir como un valor numérico o como una categoría de probabilidad de falla. La Tabla 6 presentan cinco categorías de PoF y muestra términos cuantitativos y cualitativos vinculados a estas categorías que se utilizaron.

La PoF de diferentes componentes de la boya, inducida por las diferentes amenazas mostradas en la Tabla 3, se determinó con base en la misma información.

Probabilidad de Falla		
Categoría	Cuantitativo	Terminos Cualitativos
E	> 10E-02	Muy alto (> 90%) Se espera un fracaso Se ha experimentado una falla en el sistema durante el último año
D	10E-03 a 10E-02	Alto (51-90%) El fracaso es probable La industria ha experimentado fallas en el último año y / o en el sistema en los últimos 5 años
C	10E-04 a 10E-03	Medio (26-50%) El fracaso es raro La industria ha experimentado fallas en los últimos 5 años y / o en el sistema en los últimos 10 años.
B	10E-05 a 10E-04	Bajo (6-25%) El fracaso es poco probable La industria ha experimentado fallas en los últimos 10 años y / o durante la vida útil del sistema.
A	< 10E-05	Muy bajo (0-5%) El fracaso es poco realista La industria no ha experimentado fallas en los últimos 20 años

Tabla 6. Descripción de la probabilidad de falla

Consecuencia de falla

Las categorías de clasificación cualitativa que se utilizaron para evaluar las posibles consecuencias de fallas relacionadas con la seguridad, los activos, el medio ambiente y la reputación del propietario del activo se muestran en la Tabla 7. También se incluye una clasificación cuantitativa en la Tabla 7 para las consecuencias relacionadas con los activos. Estas posibles consecuencias no se consideraron de forma independiente y, por lo tanto, se asumió la consecuencia más grave para cada amenaza.

Las consecuencias de una falla dependen del modo de falla (fuga, explosión, pérdida de función, etc.), la ubicación física y el nivel jerárquico al que pertenece el elemento fallado, p. Ej. sistema, unidad de equipo o componente. La ubicación física está determinada por factores como la ubicación en alta mar, la profundidad del agua, el área ambientalmente sensible, etc.

Finalmente, con base en los criterios utilizados para las consecuencias relacionadas con el medio ambiente, enumerados en las Tablas 4 y 7, cualquier fuga de crudo fuera del sistema de boyas al medio marino se consideró catastrófica, nivel 5 Actualización periódica de la evaluación del riesgo

Categoría	Seguridad	Activo (Millones USD)	Ambiente	Impacto en reputación
5 (Catastrófico)	Muertes/discapacidad	8 - 10	Efecto exterior a la empresa	Nivel internacional
4 (Mayor)	Discapacidad permanente/parcial	6 - 8	Efecto en varios sitios dentro empresa	Nivel nacional
3 (Moderado)	Ausencia de largo termino	4 - 6	Efecto en el sitio de actividad dentro de la empresa	Nivel regional
2 (Menor)	Tratamiento medico/trabajo restringido	2 - 4	Ligero/menor	Nivel local
1 (Insignificante)	Primeros auxilios / No lesiones o superficiales	< 2	Insignificante	Interno

Tabla 7. Escala cualitativa de consecuencias de falla CoF

El nivel de riesgo asociado con cualquier amenaza determinada puede cambiar con el tiempo y/o se puede obtener nueva información con nuevos métodos de inspección y monitoreo. Por lo tanto, las actualizaciones de la evaluación de riesgos pueden iniciarse en función de:

- Los resultados de las actividades de inspección, seguimiento y prueba.
- Los resultados de cualquier evaluación de integridad
- Cambios en los parámetros operativos o cualquier otro cambio que pueda afectar la imagen de amenaza total
- Cambios en los requisitos de autoridad u otras premisas y supuestos para el período en cuestión.

Por lo tanto, debería realizarse una reevaluación detallada del riesgo normalmente cada 5 años, o con mayor frecuencia si se considera necesario, incluido todo el programa de inspección, seguimiento y pruebas.

Etapas 4: Metodología de evaluación de extensión de vida

El objetivo de esta etapa fue definir metodologías para estimar la extensión de vida de los principales componentes individuales de la boya. Las metodologías se basan en los resultados de la evaluación de riesgos, los resultados de las inspecciones y el historial operativo.

La premisa general para definir las metodologías fue que se debería definir una variable dependiente del tiempo (por ejemplo: espesor de la placa; virutas de metal en la grasa para rodamientos) para cada uno de los componentes principales del sistema de boya.

Definición de la metodología para la evaluación de extensión de vida

Es imperativo comprender los problemas y obtener información sobre el estado de la instalación para permitir la evaluación de riesgos y la priorización de los problemas. Es necesario que se ejecute un plan realista durante varios años con el respaldo de la alta dirección. Esta estimación de vida restante se basa en los resultados de la evaluación de riesgos y el historial de inspección y funcionamiento.

El alcance de esta tarea no ha incluido el uso de herramientas analíticas (por ejemplo, análisis de elementos finitos) para evaluar la resistencia restante y la vida a la fatiga. En consecuencia, la vida restante solo se puede estimar basándose en una imagen precisa de la condición actual (en 2019) de la boya, las tendencias de los datos de inspección y los datos de toda la industria.

Inicialmente se asumió que se puede definir una variable dependiente del tiempo (por ejemplo: espesor de la placa; virutas de metal en la grasa para rodamientos) para cada uno de los componentes principales del sistema de boyas. Sin embargo, los datos de inspección actualmente no permiten discernir tendencias. Pero permite concluir que los componentes de flotación deberían trabajar de manera segura al menos 5 años más.

El envejecimiento no se trata de la antigüedad del equipo; se trata de lo que se sabe sobre su condición y cómo eso está cambiando con el tiempo. Es necesario seguir las buenas prácticas de mantenimiento para prolongar la vida útil de la monoboya. Las buenas prácticas incluyen:

- Cumplimiento de un programa de inspección y mantenimiento para evaluar la integridad
- Asegurar por parte de la empresa que el programa de inspección y mantenimiento se lleva a cabo correctamente y se evalúa la integridad
- Intercambio de buenas prácticas y lecciones aprendidas
- Uso de verificadores técnicos
- Uso de indicadores clave de rendimiento (KPI) por parte de la alta dirección

Un alcance de inspección integral de amarre combinado de ROV y buzos parece el más apropiado. El programa de inspección es el siguiente:

- Inspección visual general del sistema a una profundidad de trabajo del ROV (por debajo de 15 m) utilizando video 3D de alta definición (HD) y con una cámara de casco de buzo HD.
- Inspección visual detallada (DVI) de los componentes (anclaje, socavación, grilletes, tubo de guía, áreas de corrosión / picaduras / desgaste).
- Limpieza e inspección de 12 eslabones de cadena por ROV en el fondo y superficie del mar por parte de los buzos en todas las líneas.
- Modelado opcional tridimensional (3D) de componentes que podrían requerir análisis FEA o evaluación de resistencia.
- El alcance del buzo ocurrirá simultáneamente con el alcance del ROV si es posible para hacer la inspección más eficiente.

Se ha demostrado que realizar una inspección exhaustiva en el muelle de todas las cadenas de amarre es muy eficaz para evaluar la extensión de vida. Posiblemente, se puede inspeccionar una cadena y extrapolar los resultados para las otras cadenas. Las ventajas de la inspección en el muelle incluyen:

- Medida cuantitativa de la condición de la cadena.
- Determinación de la corrosión y el desgaste reales que permite una predicción más precisa de la vida útil restante y extensión de vida.

Las desventajas incluyen:

- Debe sacar la boya de servicio mientras se realiza la inspección (en caso de inspeccionar todas las cadenas al mismo tiempo)
- Puede interrumpir la disponibilidad de la boya mientras se realiza la inspección (en el caso de una cadena a la vez, se vuelve a colocar lo antes posible una vez que se completa la inspección)
- Puede ser costoso
- Recuperación mediante grúa
- Inspectores y equipo de inspección
- Redespliegue submarino con conexión de conector
- Requiere cortar la cadena cerca de la conexión del pilote de ancla y volver a colocarla usando un eslabón conector

- Aún no se puede evaluar el estado del pilote.

El diagrama del proceso de la extensión de vida es el siguiente según ABS, se muestra en la ilustración 21.

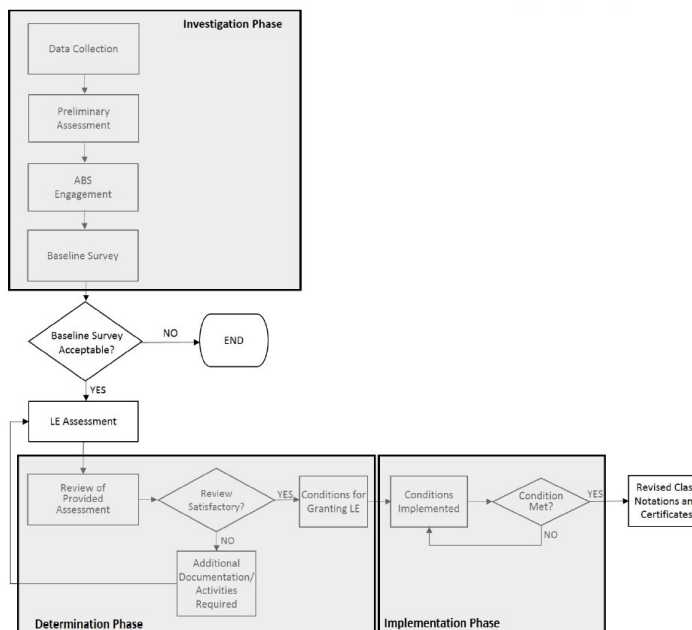


Ilustración 21. Proceso de extensión de vida

Existen dos maneras de realizar este proceso, el primero es cuando la extensión de vida es hasta 5 años y el activo continúa en la misma ubicación. En este caso para que se le otorgue una extensión de vida bajo estos términos, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Cualquier modificación a la estructura tiene aprobación de clase.
- Las áreas críticas del diseño original se han reexaminado utilizando técnicas de END y se ha verificado que son satisfactorias.
- Se han resuelto elementos adicionales que se determinarán caso por caso durante el proceso de extensión de la vida.

La extensión de la vida es un proceso continuo que extiende la vida original. Este proceso abreviado solo se puede aplicar una vez en el ciclo de vida de una instalación de producción flotante. Una vez que a una unidad se le ha otorgado una extensión de vida bajo esta opción (proceso abreviado), las solicitudes adicionales de extensión de vida se considerarán como la vida adicional total más allá de la vida de diseño original de acuerdo con el procedimiento completo. Por ejemplo, si la vida útil de diseño de una instalación es de 20 años y recibe una extensión de vida de cinco años, una segunda extensión de vida de cinco años será una extensión de diez años de la vida de diseño original.[18]

Se aplicará el siguiente procedimiento para la evaluación inicial de la información de referencia:

- Revisar la integridad y extensión de los análisis de diseño original y determinar la necesidad de análisis adicionales.
- Evaluar la condición del FPI a partir de la documentación, plan de inspección, informes de inspección, base de diseño o análisis existentes, etc.
- Con base en la revisión de los datos, desarrolle elementos adicionales para el plan de inspección además de la actividad normal de inspección especial, incluida la necesidad de verificación de peso (inspección de peso muerto o equivalente).

Se desarrollarán posibles modificaciones de los componentes estructurales para permitir el servicio continuo de la instalación. La reevaluación de la fuerza y/o fatiga, la revisión del diseño y las inspecciones, cuando sea necesario, se basarán en lo siguiente:

Para estructuras, sistemas o equipos no modificados y mantenidos según el diseño original:

- La revisión del diseño se basará en los códigos de diseño utilizados en el diseño original con datos ambientales actuales.

Para estructuras, sistemas o equipos agregados o modificados:

- La revisión del diseño se basará en los códigos de diseño en el momento del contrato para la extensión de la vida útil con datos ambientales actuales.

El Asset Integrity Management (AIM) es un proceso continuo del ciclo de vida para verificar que la estructura del cuerpo de la boya, la estructura de la interfaz del cuerpo, la parte superior, el amarre y la contrahuella tengan la resistencia adecuada para resistir las cargas de evaluación impuestas. La extensión de la vida útil en AIM se integra como parte de la rutina de mantenimiento continuo de las instalaciones operativas. Si la instalación está bajo un programa AIM, y el informe AIM demuestra que la condición de la instalación es apta para el servicio para la extensión de vida solicitada, el proceso para la evaluación de extensión de vida descrito para los componentes cubiertos por AIM (cuerpo, la interfaz del cuerpo, la parte superior, los sistemas de amarre y contrahuellas) pueden omitirse. Para otorgar una extensión de la vida útil para la instalación bajo AIM, los informes AIM deben presentarse para la aprobación del ABS de los componentes cubiertos.

El propósito de AIM es proporcionar un vínculo entre la evaluación, la inspección y el mantenimiento de la instalación. El programa AIM debe seguir los estándares reconocidos de la industria. Se puede hacer referencia a los documentos API, como

API RP 2FSIM, API RP 2MIM y API RP 2RIM, que proporcionan prácticas recomendadas para la evaluación, valoración e inspección de instalaciones flotantes, incluidas estructuras, sistema de amarre y sistema de contrahuellas, para demostrar su aptitud para el servicio.

El proceso AIM consta de cuatro componentes clave:

- Sistema de gestión de datos. Cree y administre los sistemas para archivar y recuperar datos AIM y otros registros relevantes.
- Evaluación de la integridad de las instalaciones. Evaluar la instalación, la adecuación al propósito y proponer reparaciones / modificaciones si es necesario.
- Estrategia de integridad de la instalación. Desarrolle una estrategia de inspección y métricas para la inspección en servicio.
- Programa de inspección. Desarrolle planes de inspección detallados y un proceso para recopilar datos de calidad.

Estos son los requisitos mínimos para una evaluación de extensión de vida sin la realización de procedimientos de evaluación de fatiga

Planes de reparación, intervención y mitigación

En particular, las actividades de reparación, intervención y mitigación utilizadas anteriormente se evalúan para determinar si tuvieron éxito. La evaluación considera factores tales como el costo total, el impacto en las operaciones de exportación y el riesgo. Los componentes de interés principal son las cadenas, el cojinete principal y la corrosión en el cuerpo. Estos componentes fueron identificados en la Evaluación de Riesgos como el más críticos.

Planes de inspección a largo plazo o planes de inspección basados en eventos desarrollados por la evaluación de riesgos e integridad y la actividad de planificación de gestión debe constituir la base de las actividades de reparación, intervención y mitigación. Se dan las siguientes definiciones:

- Las actividades de mitigación son medidas tomadas para reducir la probabilidad de falla o la consecuencia.
- Las actividades de intervención son principalmente acciones correctivas.
- Las reparaciones son principalmente acciones correctivas con el objetivo de restablecer el cumplimiento de los requisitos relacionados con la funcionalidad y la integridad estructural del sistema CALM.

En algunos casos, puede ser necesaria la calificación tecnológica de las actividades antes de su ejecución. Esto, por ejemplo, la calificación de una nueva herramienta de inspección. Las actividades de reparación, intervención y mitigación no deben afectar el nivel de seguridad del sistema CALM por debajo del nivel de seguridad

especificado. Todas las actividades de reparación, intervención y mitigación deben ser realizadas por personal experimentado y calificado de acuerdo con los procedimientos acordados.

Generalmente, las principales actividades son:

- Planificación detallada de la operación;
- Cualificación tecnológica, si es necesario;
- Movilización;
- Ejecución de la operación (transporte al sitio, actividades de seguridad, actividades de coordinación, reuniones, pruebas, simulacros, finalización, inspección, END, pruebas, actividades de desmovilización y cierre, etc.);
- Documentación.

Identificación de criterios, regulaciones y mejores prácticas (operación y mantenimiento)

1. Según ABS

La casa de certificación ABS requiere que se realice una inspección del “Sistema de amarre completo” cada cinco años de servicio. Se examinará el sistema completo de amarre que incluye anclas, cadenas, topes de cadena, conectores de cadena de amarre, dispositivos de sujeción (por ejemplo, topes de cadena) y pilotes. Se deberán examinar todas las áreas submarinas del amarre. Las áreas no accesibles para los buzos pueden ser examinadas por un vehículo operado a distancia (ROV).

Todas las cadenas y accesorios deben ser revisados por daños, especialmente en áreas de alta carga y alto movimiento relativo entre eslabones. Estos incluyen áreas de contacto con el fondo del mar, topes de cadena y grilletes de conexión de cadena.

ABS también requiere que el amarre se someta a un "examen fuera del agua" cada 20 años de servicio. Esto implica la remoción de una sección del sistema de amarre para examinarla fuera del agua. ABS aprobará los resultados de un análisis de resistencia de amarre y una evaluación de fatiga realizados de acuerdo con el documento “Floating Production Installation” en lugar de retirar una sección del sistema de amarre para examinarla fuera del agua.

Establecer para las inspecciones de corrosión por medición por medio de ultrasonido en el cuerpo de la boya áreas de especial interés como la zona de salpicadura, esto también aplica para los componentes estructurales.

2. Según API

API RP-2I proporciona orientación para la inspección en el muelle de la cadena de amarre. La cadena de amarre debe limpiarse a fondo e inspeccionarse cuidadosamente. Los eslabones de conexión y los grilletes de anclaje deben examinarse mediante la inspección por partículas magnéticas (MPI). Se debe medir el diámetro de la cadena en el área de agarre.

Para la inspección en alta mar, el amarre debe inspeccionarse visualmente en busca de desgaste, corrosión y grietas. El diámetro de la cadena debe medirse con calibradores.

3. Según Bluewater^[19]

Los siguientes requisitos de las actividades de reparación, intervención y mitigación especificados por Bluewater para el sistema de anclaje son los siguientes:

- Inspección visual una vez al año
- Atención especial a los primeros eslabones de la cadena más allá de las stoppers chains por desgaste
- Compruebe la tensión de la cadena con el inclinómetro (dentro de $\pm 2^\circ$ del valor especificado)
- Vuelva a tensar las patas de la cadena según sea necesario
- Elimine el crecimiento marino de los topes de la cadena para permitir la rotación libre.
- Compruebe el bloqueo de la cadena del ancla en los topes de la cadena
- Compruebe la posición de la boya en relación con la posición de PLEM

Con relación al rodamiento principal se recomienda:

Cada mes

- Inspección visual de tornillos/tuercas /engrasadores
- Lubricar el cojinete
- Verificación de rotación

Cada tres meses

- Compruebe / vuelva a apretar todos los pernos prisioneros
- Proporcionar grasa en las tapas de los pernos

Cada seis meses

- Retire los tubos de muestreo de grasa y analice las muestras de grasa para determinar el contenido de metal/contaminación
- Instale nuevos tubos de muestreo de grasa

Anual

- Compruebe la precarga de todos los espárragos.
- Vuelva a apretar los pernos si es necesario
- Aplicar grasa en las tapas de los pernos

Sobre la inspección del cuerpo de la boya se recomienda:

Cada seis meses

- Tomar lecturas del potencial de acero de la torreta y la boya
- Eliminar el crecimiento marino y limpiar los ánodos
- Anualmente
- Inspección visual de las superficies externas de la boya y la torreta por buzos y/o ROV.

4. Según OCIMF

OCIMF proporciona las siguientes recomendaciones para el cojinete principal:

- Compruebe el ruido y la rotación libre
- Medir el desgaste axial
- Medir el desgaste radial

Y establece para las inspecciones de corrosión del cuerpo, que:

Mensual

- Limpiar el crecimiento marino de todos los ánodos, y que los ánodos deben reemplazarse si más de 75% se ha consumido.

Anualmente

- Realice una inspección completa del sistema de protección catódica. Los ánodos deben limpiarse para asegurarse de que brinden la máxima

protección y los ánodos deben reemplazarse si el 75% o más se ha sacrificado.

CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Cada vez son mas importantes las instalaciones Offshore en la industria de Oil&Gas ya que permiten la carga y descarga de productos con la mejor seguridad para el ambiente y los activos. Esto permite la optimización en transporte y el incremento en ingresos de los operadores.
- Se debe cambiar el concepto de integridad en las instalaciones offshore, normalmente se enfoca la inspección en los sistemas internos de transporte de producto, pero, como se hizo notar, las partes de flotación, así como componentes estructurales son claves para el funcionamiento seguro.
- Se recomienda implementar un sistema de gestión basado en riesgo, así como un Asset Integrity Management (AIM) que se complementen, de esta manera se puede asegurar la información necesaria para la evaluación extensión de vida.
- La extensión de vida, así sea por solo 5 años de un activo offshore, representa una gran ganancia monetaria para el propietario del activo, adicionalmente esto asegura que su sistema de gestión es eficaz y garantiza la operación segura.
- La inspección de instalaciones offshore es una parte clave en la seguridad del proceso, la cantidad y calidad de datos pueden ser la diferencia entre la aprobación o no de la extensión de vida.
- Las nuevas tecnologías de inspección pueden jugar un papel muy importante en la el proceso de clasificación, certificación y evaluación de extensión de vida.
- La parte directiva de las empresas que operan este tipo de activos, son quienes deben tener la iniciativa y facilitar la creación y ejecución de los sistemas de gestión.
- Es posible presentar una evaluación de extensión de vida para una boya que este al límite de su vida de diseño, siguiendo los pasos adecuados y lineamientos normativos; las agencias certificadoras no pueden negar esta certificación.
- Aun es imperativo mejorar en hacer de nuestros sistemas de gestión del riesgo y evaluación de activos un sistema de mejoramiento continuo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] "SBMO-Glossary." 2012, Accessed: Sep. 16, 2020. [Online]. Available: https://www.sbmoffshore.com/wp-content/uploads/2013/09/SBMO-Glossary-Original_2045.pdf.
- [2] SMB Offshore, "Catenary Anchor Leg Mooring (CALM)," 2012. [Online]. Available: www.sbmoffshore.com.
- [3] SMB Offshore, "History - SBM Offshore." <https://www.sbmoffshore.com/who-we-are/history/#1> (accessed Oct. 11, 2020).
- [4] "History of IMO," *international maritime organization*. <http://www.imo.org/es/About/HistoryOfIMO/Paginas/Default.aspx> (accessed Oct. 11, 2020).
- [5] B. Bell and M. Cacciottolo, "Torrey Canyon oil spill: The day the sea turned black - BBC News," *BBC News*, 2017.
- [6] "OCIMF - Oil Companies International Marine Forum - Home." <https://www.ocimf.org/> (accessed Oct. 11, 2020).
- [7] "Members' Certificates - IACS." <http://www.iacs.org.uk/quality/members-certificates/> (accessed Oct. 11, 2020).
- [8] "Bluewater Turrent Buoy, Technical Description." <https://www.bluewater.com/wp-content/uploads/2013/04/digitale-brochure-TurretBouy-Tech-description.pdf> (accessed Nov. 20, 2020).
- [9] "Choosing Between SPM CALM and CBM Mooring - EPCM Holdings." <https://epcmholdings.com/spm-vs-cbm/> (accessed Nov. 20, 2020).
- [10] "SPM (Single Point Mooring) or SBM Operations." <https://cultofsea.com/tanker/spm-single-point-mooring/> (accessed Nov. 20, 2020).
- [11] "SPM Offloading Buoy An Ocean of Possibility."
- [12] "Lorem Ipsum Dolor."
- [13] "Offshore Mooring Systems Market - Global Industry Analysis, Size, Share, Gr...: EBSCOhost." <http://biblio.uptc.edu.co:2306/ehost/detail/detail?vid=0&sid=5e2dafa6-b81c-48ae-a372-f1525179a4e7%40pdc-v-sessmgr03&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZl#AN=201509091926PR.NEWS.USPR.BR97089&db=bwh> (accessed Sep. 16, 2020).

- [14] “Boya TR1224 Boya tipo torreta estandarizada.”
- [15] S. Point *et al.*, “Single Point Mooring Maintenance Operations Guide,” no. 2011, pp. 3–4, 2015.
- [16] E. D. M. et Hydrauliques, “Manual de diseño construccion e instalacion.pdf.” Entreprise D’Equipements Mecaniques et Hydrauliques, 1982.
- [17] “SINGLE POINT MOORING.” Accessed: Dec. 11, 2020. [Online]. Available: www.lankhorstoffshore.com.
- [18] J. U. Ly, “Guidance Notes on Life Extension Methodology for Floating Production Installations,” no. May, 2015.
- [19] B. Dimensions, D. Criteria, and M. Equipment, “CALM Buoy.”